

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



# Captura de CO<sub>2</sub> na Central Termoelétrica a Carvão do Pego no Contexto Energético Português

Mariana Santo Medeiros Sardinha

**Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

**2010**

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



# Captura de CO<sub>2</sub> na Central Termoelétrica a Carvão do Pego no Contexto Energético Português

Mariana Santo Medeiros Sardinha

**Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Trabalho realizado sob a supervisão de

Dulce Boavida, LNEG

Jorge Maia Alves, FCUL

**2010**

## **Agradecimentos**

Desejo expressar os meus mais sinceros agradecimentos à Doutora Dulce Boavida pela oportunidade concedida de participar neste projecto, por todo o apoio e disponibilidade que sempre me dispensou durante a elaboração desta dissertação, e ainda pela simpatia e amizade com que sempre me tratou e pelas quais ficarei eternamente grata.

Quero agradecer ao Professor Jorge Maia Alves por ter sido presença e ajuda constante no meu percurso enquanto estudante da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, e por ter sempre uma palavra amiga e paciência para me receber.

Quero ainda agradecer aos meus pais e ao meu irmão por toda a ajuda que me têm prestado ao longo da vida.

## **Abstract**

One option to reduce carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions to the atmosphere from large industrial sources - particularly fossil-fuel fired power plants- is carbon capture and storage (CCS). CCS requires the CO<sub>2</sub> to be captured and compressed to high pressures then transported to a storage site, where it is injected into a suitable geological formation. Each of these steps is capital and energy intensive, and will have a significant impact on the cost of electricity production and efficiency of the plant. The successful deployment of CCS will allow countries to continue using fossil fuel resources while simultaneously achieving deep reductions in greenhouse gas emissions.

This thesis is based in a part of the work done for KTEJO project which is the first Portuguese project aiming to assess the possibility of applying CCS technology at Pego Power Plant (the second biggest CO<sub>2</sub> source in Portugal). It is being jointly developed by the University of Évora the National Laboratory for Energy and Geology, Tejo Energia (the plant owners) and Pegop (plant operators).

In this work is made an analysis of which capture technology is suitable to retrofit Pego Power Plant, and also the role that it will assume in a near future within the context of the Portuguese electricity generating system.

**Key-words:** CCS, CO<sub>2</sub> Capture, Coal, Pego Power Plant, Portugal



## Resumo

A captura e armazenamento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) conhecida pela sua sigla em inglês CCS (*carbon capture and storage*) pode assumir um papel importante na diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, uma vez que permite capturar, transportar e armazenar em formações geológicas adequadas o CO<sub>2</sub> emitido por fontes industriais. Cada uma destas fases do CCS é bastante intensiva em termos energéticos causando um aumento no custo da electricidade produzida e uma diminuição da sua eficiência.

Esta dissertação de mestrado insere-se no projecto KTEJO, o primeiro projecto português que pretende estudar a implementação de um sistema de captura, transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> na Central Termoeléctrica a carvão do Pego, a segunda maior fonte de emissora de CO<sub>2</sub> em Portugal.

Assim, na presente trabalho faz-se uma análise das tecnologias de captura disponíveis actualmente para adaptar à Central do Pego assim como a avaliação do papel que a Central irá ter num futuro próximo, uma vez que esta Central se insere no contexto do sistema electroprodutor português.

**Palavras-chave:** CCS, Captura de CO<sub>2</sub>, Carvão, Central Termoeléctrica do Pego, Portugal

## Lista de Abreviaturas

As	Arsénio	Mton	Mega tonelada
bar	Unidade de pressão	MW	Megawatt
BP	British Petroleum	MWh	Megawatt hora
CCGT	Combined Cycle Gás Turbine	N <sub>2</sub>	Azoto
CCS	Carbon Capture and Storage	NO <sub>x</sub>	Óxidos de Azoto
Cd	Cádmio	°C	Graus Célsius
CE	Comissão Europeia	OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
CO	Monóxido de Carbono	Pb	Prata
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono	PCI	Poder Calorífico Inferior
CO <sub>2</sub> eq	Dióxido de carbono equivalente	PCS	Poder Calorífico Superior
COV	Compostos orgânicos voláteis	PNAC	Plano Nacional de Acção para as Alterações Climáticas
Cr	Crómio	PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
Cu	Cobre	PNAC	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
EEPR	European Energy Programme for Recovery	PNAEE	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
EGR	Enhanced Gas Recovery	PNAER	Partes por milhão
ENE 2020	Estratégia Nacional para a Energia	ppm	Produção em regime especial
EOR	Enhanced Oil Recovery	PRE	Produção em regime ordinário
UE	União Europeia	PRO	Quadro de Referência Estratégico Nacional
FGD	Flue Gas Desulphurisation,	QREN	Resolução do Conselho de Ministros
GEE	Gases com Efeito de Estufa	RCM	Redes Energéticas Nacionais
GJ	Giga Joules	REN	Selective Catalytic Reduction
Gton	giga toneladas	SCR	Dióxido de enxofre
H <sub>2</sub> O	Água	SO <sub>2</sub>	Turbina de Alta Pressão
HCl	Ácido Clorídrico	TAP	toneladas equivalentes de petróleo
Hg	Mercúrio	tep	tonne of oil equivalent
IEA	International Energy Agency	toe	toneladas
IPCC	Intergovernmental Panel of Climate Change	ton	TPES
kg/h	kilogramas por hora	TPES	Total Primary Energy Supply
kWh	kilowatt hora	TWh	terawatt hora
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia	WEO	World Energy Outlook
m/s	metros por segundo	Zn	Zinco
mg/Nm <sup>3</sup>	miligramas/metro cúbico normal		



# Índice

Agradecimentos .....	ii
Abstract .....	iii
Resumo .....	iv
Lista de Abreviaturas .....	v
1. Introdução.....	1
2. A Energia e as Emissões de CO <sub>2</sub> .....	3
2.1 Consumo Energético Mundial.....	3
2.2 Previsões para o Consumo Energético até 2030.....	4
2.3 Emissões de CO <sub>2</sub> .....	6
2.4 A Problemática das Alterações Climáticas e o Potencial do CCS.....	9
2.5 Estratégia Europeia para a Energia.....	10
2.6 Estratégia Nacional para a Energia.....	11
2.7 Emissões de GEE em Portugal.....	12
2.8 Caracterização Energética de Portugal .....	13
2.8.1 Situação Actual.....	13
2.8.2 Gestão da Rede Eléctrica.....	18
2.8.3 Análise da incorporação de renováveis no sistema electroprodutor .....	20
2.8.4 Evolução do Sistema Electroprodutor Português .....	21
2.8.5 Novos investimentos para produção de electricidade .....	22
3. Descrição do Projecto KTEJO.....	25
4. Central Termoeléctrica do Pego.....	29
4.1 Apresentação da Central .....	29
4.2 Do Parque de Carvão à Entrada da Caldeira .....	32
4.2.1 Sistema de ar e queimadores .....	34
4.3 Constituição da Caldeira .....	35
4.3.1 Produção de Vapor.....	36
4.3.2 Fumos e Precipitador Electrostático .....	38

4.4	Água .....	39
4.4.1	Circuito de Condensados.....	39
4.4.2	Circuito de Água de Alimentação.....	40
4.4.3	Água de Refrigeração.....	41
4.5	Condensador.....	42
4.6	Turbinas .....	43
4.6.1	Turbina de Alta Pressão .....	43
4.6.2	Turbina de Média Pressão.....	44
4.6.3	Turbinas de Baixa Pressão .....	44
4.7	Alternador .....	45
4.8	Controlo da Central .....	46
4.9	Controlo de Emissões Gasosas na Central Termoelétrica do Pego.....	47
4.10	Redução do Teor em Óxidos de Azoto (NO <sub>x</sub> ) .....	48
4.11	Redução de Partículas.....	48
4.12	Redução do Teor em Dióxido de Enxofre (SO <sub>2</sub> ).....	49
4.13	Efeito dos Sistemas de Tratamento de Gases.....	50
5.	Monitorização da Central .....	51
6.	Evolução da Produção de Energia Elétrica na Central do Pego.....	55
7.	Captura de CO <sub>2</sub> na Central Termoelétrica do Pego.....	59
7.1	Introdução ao CCS .....	59
7.2	Tecnologias de captura de CO <sub>2</sub> .....	60
7.2.1	Captura por Pós-Combustão.....	62
7.2.2	Captura do CO <sub>2</sub> por Absorção Química .....	63
7.2.3	Desafios da Captura por Pós-Combustão.....	70
7.3	Captura por Oxi-Combustão .....	71
7.3.1	Técnicas para Obtenção do O <sub>2</sub> .....	72
7.3.2	Desafios da Captura por Oxi-Combustão.....	75
7.4	Pré-combustão.....	76
7.5	Comparação Entre as Diferentes Tecnologias de Captura do CO <sub>2</sub> .....	77

7.5.1	Oxi-Combustão ou Pós-Combustão na Central do Pego? .....	84
7.5.2	Aminas ou <i>Chilled Ammonia</i> ? .....	84
8.	Transporte e Armazenamento do CO <sub>2</sub> .....	87
8.1	Transporte .....	87
8.2	Armazenamento do CO <sub>2</sub> .....	88
8.3	Segurança no Armazenamento do CO <sub>2</sub> .....	89
8.4	Exemplos de Projectos de Armazenamento Geológico de CO <sub>2</sub> .....	90
9.	Custos do CCS .....	91
10.	Cenários de Evolução do Funcionamento da Central.....	93
11.	Análise e Discussão.....	99
12.	Conclusões .....	103
13.	Trabalho Futuro.....	105
14.	Referências .....	107



## Índice de Tabelas

Tabela 2-1 – Repartição da produção de energia eléctrica entre 2004 e 2009. Adaptado de (REN 2005) (REN 2007) (REN 2009) .....	14
Tabela 4-1 - Valores máximos de emissão de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e partículas(Tejo Energia 2010) .....	47
Tabela 4-2 - Valores atingíveis com o investimento realizado (Tejo Energia 2010).....	47
Tabela 6-1 - Análise aos carvões utilizados na Central do Pego entre 2005 e 2008 (como recebido)...	51
Tabela 6-2 - Caracterização das emissões gasosas – parâmetros do escoamento.....	52
Tabela 5-3 - Emissões de CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , partículas e cinzas entre 2005 e 2009 (Tejo Energia) .....	53
Tabela 7-1 – Utilização da central, do consumo de carvão e de CO <sub>2</sub> entre 2010-2014 (Tejo Energia).....	56
Tabela 6-2 – Dados relativos à produção de energia na Central do Pego (REN 2005, 2007, 2009 e , Tejo Energia).....	57
Tabela 7-1 - Marcos históricos e previsões para o futuro do CCS. Adaptado de (ZEP 2010a).....	59
Tabela 7-2 - Condições de operação das centrais a carvão pulverizado – valores aproximados (Bohm 2006).....	60
Tabela 7-3 - Métodos de captura do CO <sub>2</sub> por pós-combustão. Adaptado de (Lecomte, Broutin e Lebas 2010) e (IPCC 2005).....	62
Tabela 7-4 – Evolução expectável dos sistemas de captura por pós-combustão (P. Feron 2005b).....	64
Tabela 7-5 - Necessidades energéticas, que devem ser providenciadas pela central, e componentes necessários para fazer funcionar o sistema de captura do CO <sub>2</sub> por aminas (Korkmaz et al., 2009).....	67
Tabela 7-6 - Impacto do <i>retrofitting</i> numa central com captura por pós-combustão com base em MEA (MIT 2007).....	67
Tabela 8-7 - Métodos de obtenção do O <sub>2</sub> .....	73
Tabela 7-8 – Vantagens e desafios da oxi-combustão .....	76
Tabela 7-9 - Aspectos relacionados com o <i>retrofitting</i> de centrais de produção de energia eléctrica comuns para as duas tecnologias .....	78
Tabela 7-10 - Modificações que a central terá que sofrer para albergar um sistema de captura pós-combustão por aminas. Adaptado de (Bohm 2006).....	79
Tabela 7-11 - Modificações que a Central terá que sofrer para a instalação de um sistema de captura por oxi-combustão. Adaptado de (Bohm 2006) .....	79
Tabela 7-12 - Desafios inerentes à captura do CO <sub>2</sub> por pós-combustão e por oxi-combustão.....	80
Tabela 7-13 - Condições de operação da caldeira. Adaptado de (Singh <i>et al.</i> , 2003).....	80
Tabela 7-14 – Resultado da simulação do <i>retrofitting</i> de uma central com um sistema para capturar 90% do CO <sub>2</sub> (DOE/NETL 2007b).....	82
Tabela 8-15 – Valores de referência. Adaptado de (MIT 2007).....	83
Tabela 8-16 - (DOE/NETL 2008).....	83
Tabela 8-1 – <i>Pipelines</i> existentes de grande comprimento (IPCC 2005).....	87
Tabela 9-1 – Custos esperados de captura, armazenamento e monitorização (Friedmann 2007) .....	91



Tabela 9-2 - (MIT 2007) .....	91
Tabela 9-3 – valores baseados no estudo do MIT “The Future of Coal”, ajustados a 2007 (Hamilton, Herzog e Parsons 2009) .....	92
Tabela 9-4 - (WorleyParsons 2009).....	92
Tabela 10-1 – Consumo mensal de carvão (t/dia) para uma utilização da Central de 34%, 64% e 95% .....	93
Tabela 10-2- Preço a pagar pelas emissões de CO <sub>2</sub> consoante os diferentes cenários.....	94
Tabela 11-3 – Valor a pagar pelas emissões de CO <sub>2</sub> .....	95
Tabela 12-1 - Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis (PNAER 2010).....	100

# Índice de Figuras

Fig. 2-1 - População mundial em 2007 e estimativa para 2030 (IEA 2009a).....	3
Fig. 2-2 - Variação (%) do consumo de energia primária entre 2008 e 2009. Adaptado de (BP 2010)..	4
Fig. 2-3 - Procura de energia primária mundial no Cenário de Referência para o período 2007-2010 (IEA 2009a).....	5
Fig. 2-4 - Procura de energia primária por combustível e região no cenário de referência no período 2007-2030 (IEA 2009a) .....	5
Fig. 2-5 - Evolução das emissões de CO <sub>2</sub> entre 1971 e 2007, adaptado de (IEA 2009b) .....	6
Fig. 2-6 - Fontes de emissão de CO <sub>2</sub> e projectos CCS a decorrer (Bellona 2010a).....	6
Fig. 2-7 - Os dez países com maiores emissões de CO <sub>2</sub> em 2007 (IEA 2009b).....	7
Fig. 2-8 - Emissões mundiais de CO <sub>2</sub> por sector, adaptado de (IEA 2009b).....	7
Fig. 2-9 - Produção mundial de electricidade por fonte em 1973 e 2007, adaptado de (IEA 2009 c) ....	8
Fig. 2-10 - Consumo mundial energia primária e respectivas emissões de CO <sub>2</sub> em 2007, adaptado de (IEA 2009b).....	8
Fig. 2-11 - Tecnologias que podem contribuir para a redução das emissões de CO <sub>2</sub> (IEA 2010a) .....	9
Fig. 2-12 - Evolução das emissões de GEE em Portugal entre 1990 e 2008 (sem contar com os valores provenientes do uso da terra e das florestas). Adaptado de (APA 2010) .....	12
Fig. 2-13 - Distribuição das emissões de GEE em Portugal por sector em 2008. (APA 2010).....	13
Fig. 2-14 - Abastecimento de Energia Primária em 2008 (IEA 2010b) e Consumo final por sector em 2007 (IEA 2009c), em Portugal.....	13
Fig. 2-15 - Evolução da satisfação do consumo entre 2000 e 2009 (REN 2009) .....	14
Fig. 2-16 – Evolução da potência instalada em Portugal de centrais hídricas, termoeléctricas e da PRE entre 2004 e 2009 (REN 2005) (REN 2007) (REN 2009) .....	15
Fig. 2-17 - Repartição mensal da produção de electricidade em Portugal (REN 2010).....	15
Fig. 2-18 – Produção de electricidade em Portugal em 2009 e até Agosto de 2010 (REN 2010) .....	16
Fig. 2-19 – Produção de energia eléctrica na Central do Pego em 2010 (Tejo Energia e REN, 2010).16	
Fig. 2-20 – Repartição da potência instalada até Agosto de 2010 (REN 2010) .....	16
Fig. 2-21 - Evolução mensal da produção eólica em Portugal Continental (DGEG 2010).....	17
Fig. 2-22 – Evolução mensal da produção em grandes hídricas (> 30 MW) em Portugal Continental (DGEG 2010) .....	17
Fig. 2-23 – Potência instalada em Portugal até Agosto de 2010 (REN 2010).....	18
Fig. 2-24 – Cenários de evolução da potência instalada em Portugal até 2020 (REN 2008). .....	21
O gráfico da Fig. 2-25 foi feito com base em vários pressupostos (REN 2008): .....	21
Fig. 2-26 - Cenário de evolução do consumo de energia final em Portugal para o período 2010-2020 (PNAER 2010) .....	23
Fig. 2-27 - Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia (PNAER 2010) .....	23

Fig. 3-1 – Principais fontes emissoras de CO <sub>2</sub> em 2007 em Portugal Continental .....	25
Fig. 3-2 – Objectivos do projecto KTEJO.....	25
Fig. 3-3 - Brochura de apresentação do projecto KTEJO .....	26
Fig. 3-4 – Cronograma do projecto KTEJO .....	27
Fig. 4-1 - Localização da Central Termoeléctrica do Pego .....	29
Fig. 4-2 - Dois novos grupos da CCGT. Fotografia tirada dia 8 de Setembro 2010.....	30
Fig. 4-3 – Os dois grupos da Central .....	31
Fig. 4-4 - Ciclo simplificado de produção de energia eléctrica .....	31
Fig. 4-5 – Aterro de resíduos da Central .....	31
Fig. 4-6 - Principais entradas e saídas do processo de produção eléctrica na Central do Pego .....	32
Fig. 4-7 - Esquema geral do grupo gerador de vapor e o grupo turbina-alternador.....	32
Fig. 4-8 – Vista do parque de carvão e das telas transportadoras .....	33
Fig. 4-9 - Moinhos de carvão .....	33
Fig. 4-10 - Do parque de carvão à entrada na caldeira.....	34
Fig. 4-11 - Condutas de ar .....	34
Fig. 4-12 - Entrada de ar no queimador .....	34
Fig. 4-13 - Queimador.....	34
Fig. 4-14 – Constituintes da caldeira .....	35
Fig. 4-15 - Circulação da água na caldeira .....	36
Fig. 4-16 - Efeito na temperatura do vapor devido ao dessobreaquecimento.....	37
Fig. 4-17 - Temperaturas do vapor entre a saída da turbina de alta pressão e a entrada deste na turbina de média pressão.....	38
Fig. 4-18 - Produção de vapor .....	38
Fig. 4-19 - Localização do repartidor de fumos na caldeira.....	38
Fig. 4-20 - Circuito de água.....	39
Fig. 4-21 - Aquecimento da água entre o <i>hotwell</i> e o tanque de alimentação – circuito dos condensados .....	40
Fig. 4-22 - Circuito de água de alimentação.....	41
Fig. 4-23 - Circuito de água de refrigeração.....	41
Fig. 4-24 - Torres de Refrigeração.....	42
Fig. 4-25 – Esquema do condensador .....	42
Fig. 4-26 - Esquema das turbinas e do alternador.....	43
Fig. 4-27 - Valores de caudal, pressão e temperatura do vapor, à entrada das turbinas.....	44
Fig. 4-28 - Vistas do alternador .....	45
Fig. 4-29 - Transformador .....	46
Fig. 4-30 - Esquema das entradas e saídas dos sistemas de tratamento dos gases.....	48
Fig. 4-31 – Unidade de desnitrificação (SCR).....	48
Fig. 4-32 – Precipitador electrostático .....	49

Fig. 4-33 – Unidade de dessulfuração (FGD).....	49
Fig. 4-34 - Comparação das emissões de SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> em 2007 e 2009.....	50
Fig. 4-35 - Emissões de partículas em 2007 e 2009.....	50
Fig. 5-1 – Analisador de partículas .....	51
Fig. 5-2 – Analisadores de SO <sub>2</sub> , NO, CO e CO <sub>2</sub> .....	51
Fig. 5-3 - Variação das emissões de CO <sub>2</sub> na Central do Pego entre 2005 e 2009 (Tejo Energia) .....	53
Fig. 5-4 – Variação mensal das emissões de CO <sub>2</sub> entre 2005 e Setembro de 2010 (Tejo Energia).....	53
Fig. 6-1 – Comparação da evolução da produção de energia na Central, do consumo e da produção nas barragens e centrais eólicas (Tejo Energia), (REN 2005), (REN 2007), (REN 2009).....	55
Fig. 6-2 - Previsão do consumo de carvão na Central do Pego entre 2010 e 2011 .....	55
Fig. 6-4 - Previsão da energia produzida na Central do Pego e energia realmente produzida, no 1º semestre de 2010 .....	56
Fig. 6-4 – Consumo médio mensal de carvão na Central do Pego (Tejo Energia 2010) .....	57
Fig. 7-1 – Panorama mundial dos projectos CCS (ZEP 2010c) .....	60
Fig. 7-2 – Pós-combustão (Feron e Hendriks 2005a) .....	61
Fig. 7-3 – Oxi-combustão (Feron e Hendriks 2005a) .....	61
Fig. 7-4 – Pré-combustão (Feron e Hendriks 2005a).....	61
Fig. 7-5 - Esquema simplificado de uma central a carvão com uma unidade de pós-combustão para captura de CO <sub>2</sub> (Bohm 2006).....	63
Fig. 7-6 - Esquema geral da captura do CO <sub>2</sub> num processo de pós-combustão baseado em aminas Adaptado de (Abu-Zahra, et al. 2007) .....	65
Fig. 7-7 - Esquema da absorção química do CO <sub>2</sub> pelo processo <i>chilled ammonia</i> , adaptado de (Kozak, et al. 2009).....	68
Fig. 7-8 - Oxi-combustão (Vattenfall, data) .....	71
Fig. 7-9 – Esquema do processo CLC (Lyngfelt, Leckner e Mattisson 2001).....	74
Fig. 7-10 - Esquema do processo CAR (Krishnamurthy, D. e Fitch 2008).....	75
Fig. 7-11 – Pré-combustão (E-ON 2010) .....	77
Fig. 7-12 – Opções para realizar o <i>retrofitting</i> da Central do Pego .....	78
Fig. 7-13 – Adaptado de (H. Herzog 2009b).....	79
Fig. 7-14 – Adaptado de (H. Herzog 2009b).....	80
Fig. 7-15 - Comparação da potência e eficiência dos sistemas de captura por pós e oxi-combustão relativamente a uma central sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002).....	81
Fig. 7-16 - Comparação das emissões de NO <sub>x</sub> e SO <sub>2</sub> numa central com e sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002) .....	81
Fig. 7-17 - Comparação do custo da electricidade dos sistemas de captura por pós e oxi-combustão, relativamente a uma central sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002).....	82
Fig. 7-18 - Efeito de um sistema de pós-combustão para captura do CO <sub>2</sub> na eficiência da central. Adaptado de (MIT 2007) .....	82

Fig. 7-19 - Efeito do sistema de captura por oxi-combustão na eficiência da central. Adaptado de (MIT 2007).....	83
Fig. 7-20 - Efeito dos sistemas de captura por pós-combustão na performance de uma central. Adaptado de (Ciferno e Plasynski 2005).....	85
Fig. 7-21 – Previsões para a comercialização das tecnologias de captura desenvolvidas pela Alstom (Alstom 2008).....	85
Fig. 10-1 – Consumo mensal (t/dia) de carvão ao longo de um ano para uma utilização da Central de 34, 64 e 95%.....	93
Fig. 10-2 Custos anuais que a Central terá pela aplicação de um sistema CCS ou pelo preço a pagar pelas emissões de CO <sub>2</sub> no âmbito do CELE.....	94
Fig. 10-3 – Valor a pagar pelas emissões de CO <sub>2</sub> capturadas.....	95
Fig. 10-4 – Variação do consumo de energia em Portugal e a energia produzida na Central do Pego nos dias 12 e 13 de Outubro de 2010. (REN e Tejo Energia) .....	96
Fig. 10-5 – Variação do preço de venda da electricidade com o consumo ao longo de dois dias .....	96
Fig. 10-6 - Opções em horas de pico .....	97
Fig. 11-1 – Distribuição das reservas de carvão e gás natural no mundo. Adaptado de (BP 2010) ...	100
Fig. 11-2 – Preços dos combustíveis fósseis no mundo (EU 2010).....	101

## 1. Introdução

Esta dissertação de mestrado insere-se no âmbito do projecto KTEJO, um projecto nacional co-financiado pelo Quadro de Referência Estratégico Nacional (QREN), que consiste na primeira fase de um estudo que poderá resultar no desenvolvimento de um sistema de Captura e Armazenamento de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) na Central Termoelétrica do Pego.

A captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (conhecida pela sua sigla em inglês CCS- *carbon capture and storage*) pode assumir um papel importante na diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, uma vez que permite capturar, transportar e armazenar em formações geológicas adequadas o CO<sub>2</sub> emitido por fontes industriais.

O objectivo desta dissertação consiste na avaliação da situação actual da central Termoelétrica a carvão do Pego, nomeadamente no que respeita ao processo de produção de energia eléctrica e às emissões de CO<sub>2</sub> daí resultantes, tendo em vista o estudo das tecnologias de captura que poderão eventualmente ser implementadas na central, a curto/médio prazo.

No entanto, e uma vez que a central do Pego se insere no contexto do sistema electroprodutor português, outro dos objectivos foi avaliar o papel que a Central irá ter num futuro próximo neste contexto. A instalação e a operação de um sistema de captura são demasiado dispendiosas para serem tomadas apenas com base na disponibilidade ou não de tecnologias de captura que possam ser aplicadas a esta Central.

No Capítulo 2 faz-se a descrição do panorama energético mundial e português, onde são descritas a evolução da procura da energia e as emissões de CO<sub>2</sub> daí decorrentes.

O Capítulo 3 aborda os objectivos do projecto KTEJO; O Capítulo 4 descreve a operação e a produção de energia eléctrica na Central do Pego, desde a chegada do carvão à Central até à produção de energia no gerador. No Capítulo 5 é explicada a forma como se realiza o controlo das emissões de gases resultantes da queima do carvão, enquanto o Capítulo 6 descreve as principais características destes.

O Capítulo 7 descreve a evolução da produção de energia da Central desde 2005, assim como apresenta os índices de produções previstos pela Central até 2012.

Depois de descrita a forma de produção de energia eléctrica na Central, a composição das suas emissões gasosas e as previsões de funcionamento até 2010, o Capítulo 8 apresenta as tecnologias de captura que poderão eventualmente ser aplicadas à Central do Pego, tendo em conta as suas características.

O Capítulo 9 apresenta sucintamente as outras duas componentes de um sistema CCS: o transporte e o armazenamento, e o Capítulo 10 apresenta dados de alguns estudos relativamente aos custos da captura do CO<sub>2</sub>.

No Capítulo 11 elaboraram-se cenários de evolução da utilização da Central para avaliar a viabilidade da instalação de um sistema de captura no contexto energético português, numa altura em que as energias renováveis estão a ter um papel cada vez maior na produção de energia eléctrica, e que as centrais termoelétricas começam a ser usadas em alturas de pico de consumo.

O Capítulo 12 faz a análise dos dados apresentados e algumas das conclusões.



## 2. A Energia e as Emissões de CO<sub>2</sub>

### 2.1 Consumo Energético Mundial

Em 2009 segundo estimativas das Nações Unidas a população mundial era de 6,8 mil milhões. A previsão para 2050 é que este número aumente para cerca de 9 mil milhões de pessoas. Os principais focos de crescimento populacional irão ocorrer na Ásia e em África, que representarão em 2030 cerca de 84% do total da população mundial (IEA 2009a).

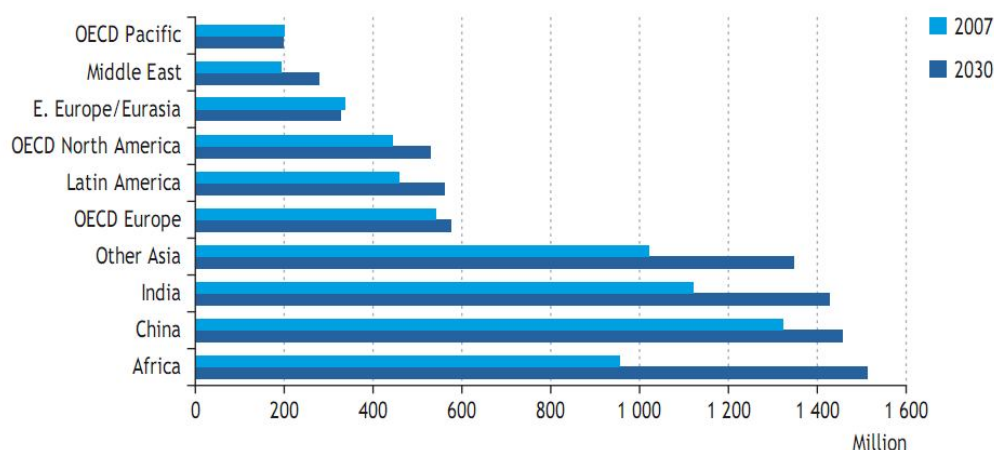


Fig. 2-1 - População mundial em 2007 e estimativa para 2030 (IEA 2009a)

Este aumento populacional implicará um crescimento das necessidades energéticas mundiais que poderá ser dez vezes superior em 2050, nos países em desenvolvimento como a Índia e a China.

O aumento das necessidades energéticas mundiais poderá conduzir a um aumento do consumo de combustíveis fósseis, que contribuíam com cerca de 81% para o consumo mundial de energia primária<sup>1</sup> em 2007.

No entanto, e segundo dados do *Statistical Review of World Energy da British Petroleum*, depois do consumo de energia primária ter registado uma taxa de crescimento de 1,4% de 2007 para 2008, em 2009 diminuiu 1,1%, a primeira queda desde 1982 (BP 2010). O consumo de energia diminuiu em todas as regiões excepto na região Ásia-Pacífico e no Médio Oriente.

Em 2009, pelo sétimo ano consecutivo, o carvão foi o combustível fóssil cujo consumo mais aumentou, cerca de 7,4%, relativamente ao ano anterior. A China contribuiu para 95% deste crescimento, tendo actualmente uma quota de aproximadamente 47% de todo o carvão mundial consumido (BP 2010).

Depois de ter crescido 2,5% em 2008 relativamente a 2007, o consumo de gás natural registou uma diminuição de 2,1% em 2009, a maior descida verificada deste sempre (BP 2010). O consumo diminuiu em todas as regiões excepto no Médio Oriente e na região Ásia-Pacífico. Em 2009, o consumo de gás na OCDE caiu 3,1%, a maior diminuição desde 1982 (BP 2010).

Em 2009 a produção eléctrica a partir da energia hídrica aumentou 1,5% relativamente aos valores de 2008, e a produção de energia eólica e solar cresceram respectivamente 31% e 47%. O crescimento da

<sup>1</sup> Energia primária é o recurso energético que se encontra disponível na natureza (petróleo, gás natural, carvão, energia hídrica, energia eólica, biomassa, energia solar, energia nuclear, energia das ondas) que ainda não sofreu nenhum processo de transformação ou conversão. Exprime-se normalmente, em massa equivalente de petróleo, toe (*tonne of oil equivalent*), que é uma unidade de energia definida como o calor libertado na combustão de uma tonelada de petróleo. Segundo a Agência Internacional da Energia (AIE) 1 toe são cerca de 42 GJ.



energia eólica foi impulsionado principalmente pela China e pelos EUA, que em conjunto contribuíram para 62,4% deste crescimento.

No mesmo ano, o consumo de petróleo diminuiu 1,7%, a primeira grande queda desde 1982. O consumo deste combustível diminuiu 4,8% nos países da OCDE<sup>2</sup> pelo quarto ano consecutivo mas, fora desta região, o consumo aumentou 2,1% (BP 2010). Também a energia nuclear registou a terceira diminuição consecutiva de 1,3% no mesmo período.

Esta evolução descrita pela *British Petroleum* (BP 2010) pode ser observada na Fig. 2-2.

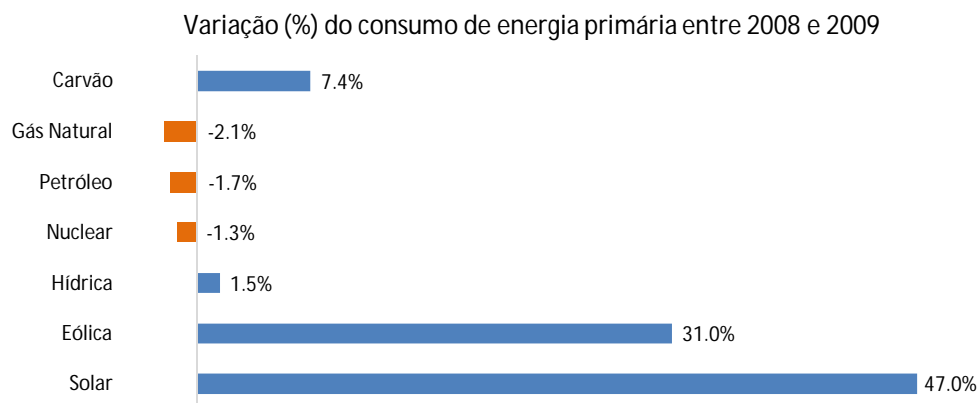


Fig. 2-2 - Variação (%) do consumo de energia primária entre 2008 e 2009. Adaptado de (BP 2010)

## 2.2 Previsões para o Consumo Energético até 2030

O *World Energy Outlook* (WEO) é uma publicação anual da IEA<sup>3</sup> que faz análise e projecções a médio e longo prazo dos temas ligados à energia, assim como das emissões resultantes da sua produção e utilização.

Esta publicação apresenta cada ano dois cenários evolutivos para o consumo energético e emissões resultantes: o Cenário de Referência e o Cenário 450. O primeiro tem em conta a evolução do consumo de energia e consequentes emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) resultantes se os países continuarem com as mesmas políticas energéticas. O segundo prevê um esforço conjunto dos países em limitar as emissões de GEE para uma concentração máxima de 450 ppm<sup>4</sup> de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>)<sup>5</sup> na atmosfera.

Segundo as estimativas do Cenário de Referência de 2009, o consumo de energia primária entre 2007 e 2030 será cerca de 40% superior relativamente aos valores actuais e a procura de combustíveis fósseis continuará a aumentar. O carvão será o combustível que terá maior crescimento neste período devido à importância que representa para a economia chinesa que está em grande expansão, e também pelo facto ser uma fonte energética barata, fiável e disponível em muitas partes do globo.

<sup>2</sup> Dos países da OCDE fazem parte: Alemanha, Áustria, Austrália, Bélgica, Canadá, Coreia, Dinamarca, Espanha, Eslováquia, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suécia, Suíça, e Turquia.

<sup>3</sup> International Energy Agency (IEA), em português Agência Internacional da Energia (AIE) é um organismo que foi estabelecido em Novembro 1974, no âmbito da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) para implementar um programa internacional para a energia.

<sup>4</sup> ppm- partes por milhão

<sup>5</sup> Medida usada para comparar as emissões de vários GEE baseando-se no seu potencial de aquecimento global

Na Fig. 2-3 pode-se observar-se a evolução e repartição da procura de energia primária segundo o Cenário de Referência do WEO até 2030.

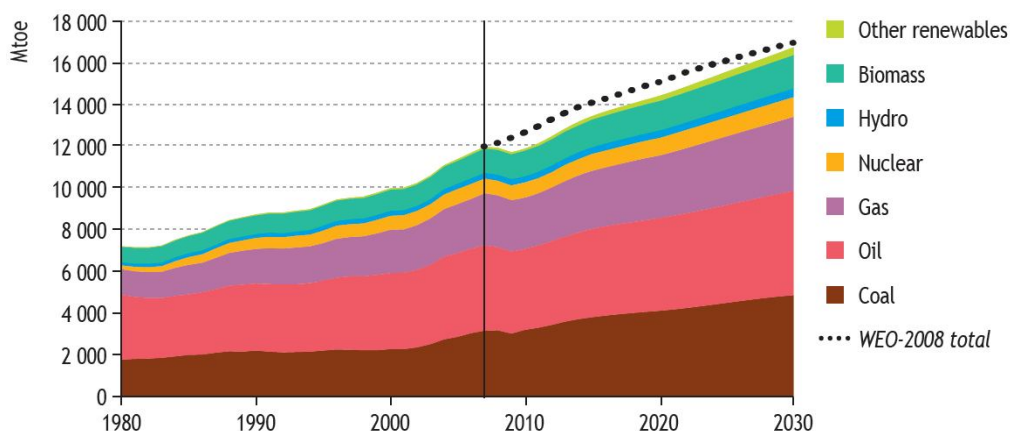
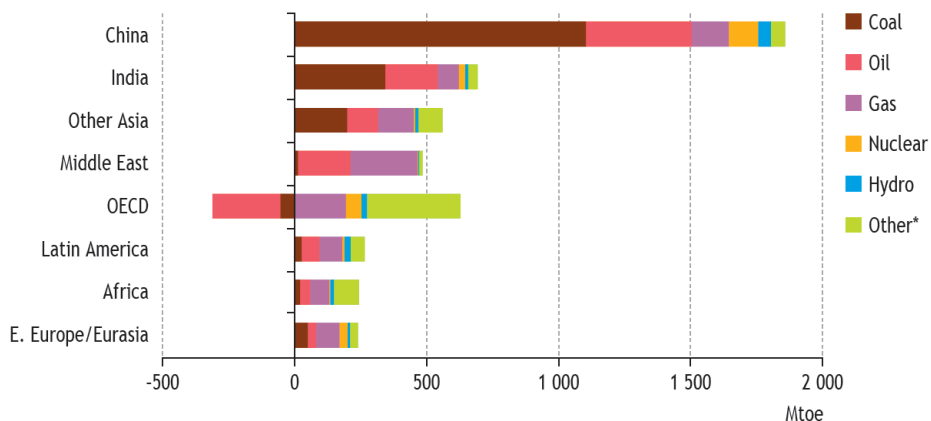


Fig. 2-3 - Procura de energia primária mundial no Cenário de Referência para o período 2007-2010 (IEA 2009a)

Como se pode analisar na Fig. 2-3, os combustíveis fósseis continuarão a ser a base da procura de energia primária mundial até 2030, notando-se no entanto um aumento na utilização das fontes renováveis de energia. Também se pode verificar que a previsão da procura de energia primária prevista no WEO de 2008 era mais elevada, cenário que actualmente se modificou devido à crise recente que fez abrandar a actividade económica um pouco por todo o mundo. Este facto fez diminuir as emissões de CO<sub>2</sub> em 3%, dando aos dirigentes mundiais uma oportunidade inesperada de diminuição de emissões, facto que apesar de ter acontecido pelos piores motivos, pode contribuir para serem reforçadas medidas de combate ao aumento das emissões de GEE.

No entanto, a tendência para o aumento da utilização do carvão como fonte de energia primária não acontecerá em todas as economias mundiais Fig. 2-4 sendo que nos países da OCDE a tendência será a de abandonar a utilização do carvão e do petróleo e de aumentar a contribuição do gás natural e das renováveis para produção de energia eléctrica.



\* Includes biomass and waste, wind, geothermal, solar, and tide and wave.

Fig. 2-4 - Procura de energia primária por combustível e região no cenário de referência no período 2007-2030 (IEA 2009a)

Nas previsões para 2030 cerca de 75% do aumento do consumo de carvão será devido à geração de electricidade, e a China será responsável por 65% deste aumento, facto que preocupa a comunidade internacional e que dá a oportunidade para que novas tecnologias de redução de emissões de GEE se desenvolvam e ganhem importância no panorama energético mundial.

Uma vez que é bastante improvável num horizonte a médio/longo prazo abandonar o uso dos combustíveis fósseis e produzir toda a electricidade a partir da energia nuclear e das energias

renováveis, a que correspondia um mundo com emissões muito pequenas, é urgente tomar medidas para mitigar as emissões provenientes do uso dos combustíveis fósseis.

### 2.3 Emissões de CO<sub>2</sub>

Entre 1971 e 2007 as emissões globais mundiais de CO<sub>2</sub> aumentaram cerca de 38% (IEA 2009b) como se pode ver pela evolução do gráfico da Fig. 2-5.

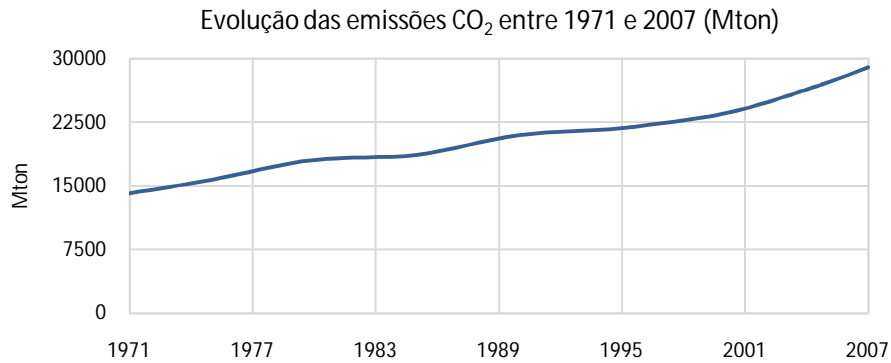


Fig. 2-5 - Evolução das emissões de CO<sub>2</sub> entre 1971 e 2007, adaptado de (IEA 2009b)

As centrais de produção de energia eléctrica são responsáveis por mais de 1/3 destas emissões (H. Herzog 2009a), sendo que dentro deste portfolio as centrais a carvão são as mais poluentes. No mapa da Fig. 2-6 estão representadas a vermelho as fontes de emissão de CO<sub>2</sub> e a azul os projectos de CCS<sup>6</sup> a decorrer. No total este mapa representa cerca de 8700 fontes de emissão, cerca de 53% das emissões totais de CO<sub>2</sub> no mundo, e 40% das emissões de GEE para a atmosfera (Bellona 2010a). Como se pode verificar, a maior concentração de emissões é na zona da Índia, da China e da América do Norte, assim como um pouco por toda a Europa.

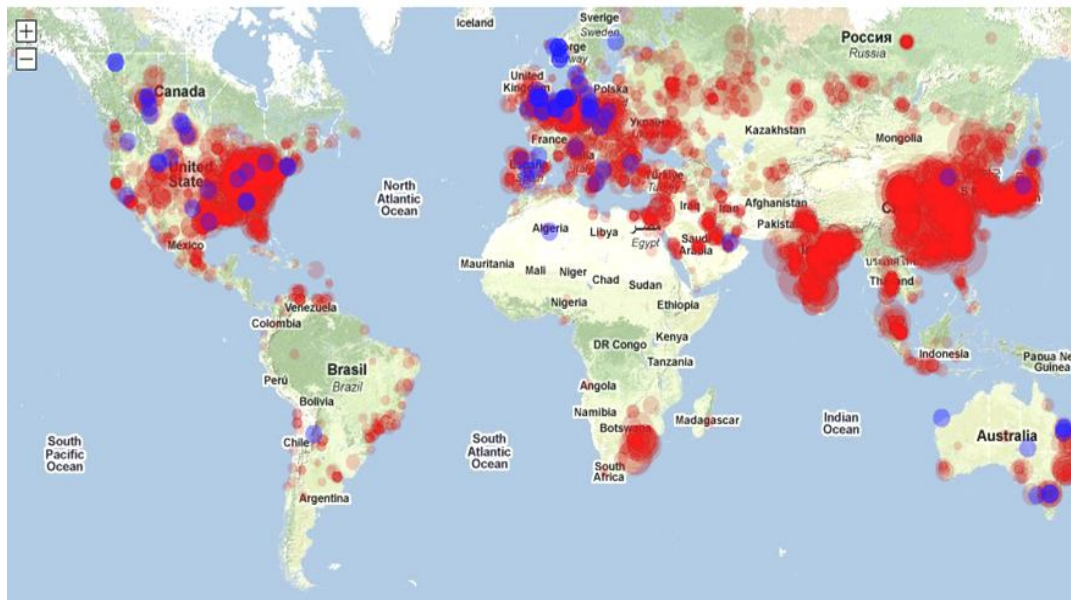


Fig. 2-6 - Fontes de emissão de CO<sub>2</sub> e projectos CCS a decorrer (Bellona 2010a)

<sup>6</sup> CCS- *Carbon Capture and Storage*, ou em português, Captura e Armazenamento de Dióxido de Carbono. Envolve a captura do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em instalações industriais e o seu transporte e injeção em locais geologicamente favoráveis que o armazenam durante milhões de anos evitando desta forma que alcance a atmosfera.

Cerca de 84% das emissões mundiais de CO<sub>2</sub> actuais estão ligadas à energia e aproximadamente 65% das emissões totais de GEE podem ser atribuídas ao fornecimento e ao uso de energia (IEA 2010).

O gráfico da Fig. 2-7 pretende identificar com mais pormenor os dez países responsáveis por 65% das emissões mundiais. A China e os EUA estão destacados no topo da lista, tendo por sua conta 41% das emissões de mundiais de dióxido de carbono (IEA 2009b). Para 2050 a previsão é de que estes números aumentem muito devido à crescente actividade económica de um modo geral, mas principalmente da Índia e da China (IEA 2009b).

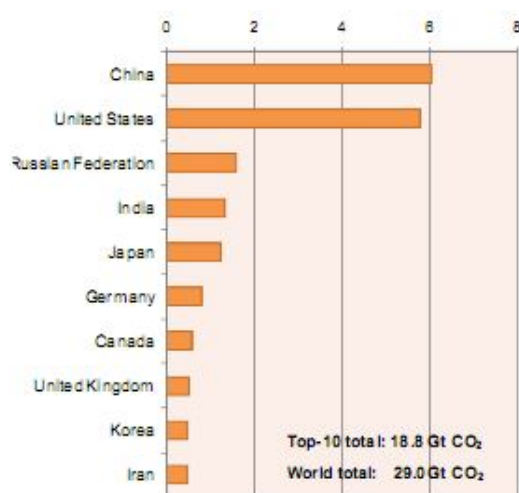


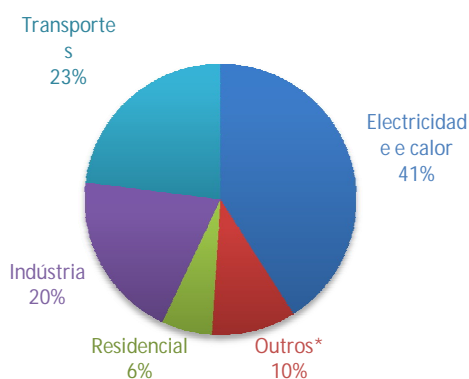
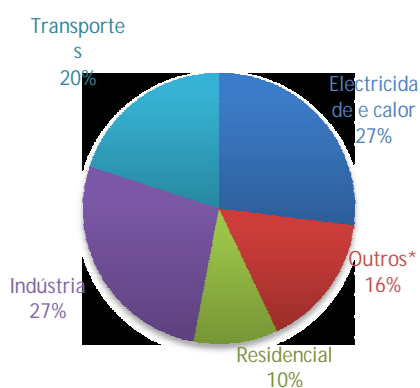
Fig. 2-7 - Os dez países com maiores emissões de CO<sub>2</sub> em 2007 (IEA 2009b)

Comparando por sector a evolução do CO<sub>2</sub> emitido em 1971 e em 2007 (\*outros inclui serviços públicos/comerciais, agricultura/silvicultura, pesca, outras indústrias sem ser para produção de electricidade e calor e outras emissões não especificadas)

Fig. 2-8) nota-se que as emissões resultantes da produção de electricidade e calor aumentaram quase para o dobro, assim como também aumentou ligeiramente a fatia pertencente às emissões do sector dos transportes.

Emissões Totais em 1971: 14,1 Gt CO<sub>2</sub> (a)

Emissões Totais em 2007: 29 Gt CO<sub>2</sub> (b)



\*outros inclui serviços públicos/comerciais, agricultura/silvicultura, pesca, outras indústrias sem ser para produção de electricidade e calor e outras emissões não especificadas

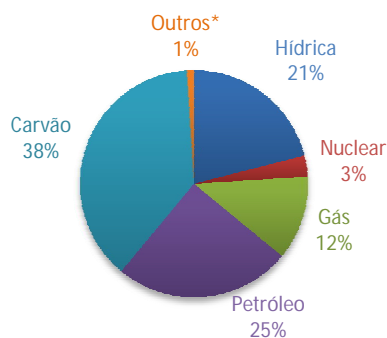
Fig. 2-8 - Emissões mundiais de CO<sub>2</sub> por sector, adaptado de (IEA 2009b)

Um dado importante a reter da Fig. 2-8 (b) é que a fatia correspondente ao sector dos transportes e da electricidade já representa mais de metade (64%) das emissões totais em 2007, e a previsão é de que

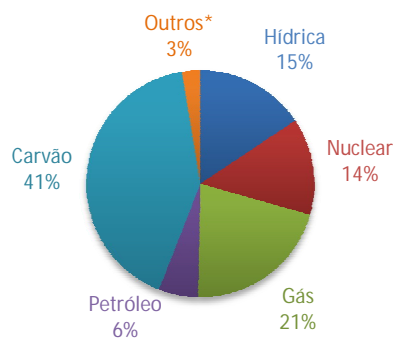
esta percentagem continue a aumentar pelas razões referidas anteriormente, de aumento das necessidades de energia eléctrica nos países em desenvolvimento.

Desde os anos 70 o combustível mais usado para produção de electricidade a nível mundial é o carvão, mas a contribuição das outras fontes primárias no *mix*<sup>7</sup> energético tem vindo a variar. O petróleo, a segunda fonte energética mais usada nos anos 70, foi sendo substituído pelo gás natural ao longo dos anos.

Produção de Electricidade 1973 (a)



Produção de electricidade 2007 (b)

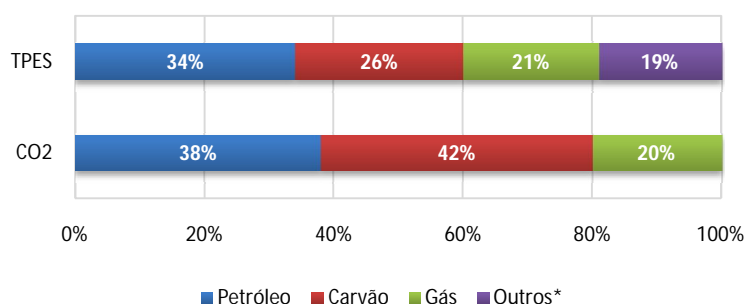


\* outros inclui energia geotérmica, energia solar, energia dos oceanos, energia eólica, queima de biomassa e resíduos, e calor

Fig. 2-9 - Produção mundial de electricidade por fonte em 1973 e 2007, adaptado de (IEA 2009 c)

Comparando a distribuição da produção de electricidade entre 1973 e 2007, nota-se que a produção eléctrica a partir da energia nuclear ganhou importância (de 3 para 14%), a par da perda de importância do petróleo no mix energético.

Apesar de o petróleo ser o combustível que mais contribui a nível mundial para o fornecimento de energia primária (TPES- *total primary energy supply*) (Fig. 2-10) não é o combustível que mais CO<sub>2</sub> emite para a atmosfera, pertencendo esse papel ao carvão que apesar de ter uma quota de utilização semelhante à do gás, origina emissões muito mais elevadas



\*outros inclui energia nuclear, energia hídrica, energia geotérmica, energia solar, energia dos oceanos, energia eólica, queima de biomassa e resíduos

Fig. 2-10 - Consumo mundial energia primária e respectivas emissões de CO<sub>2</sub> em 2007, adaptado de (IEA 2009b)

A Fig. 2-10 indica-nos que o carvão gera duas vezes mais CO<sub>2</sub> do que o gás natural, apesar da sua quota no consumo primário de energia ser bastante semelhante, sendo essa a razão que leva a que cada vez mais se tenda a desactivar as centrais a carvão e substituí-las por centrais a gás natural menos poluentes (IEA 2009b).

<sup>7</sup> O mix energético é a distribuição percentual das fontes de energia primária na produção da energia eléctrica

## 2.4 A Problemática das Alterações Climáticas e o Potencial do CCS

O carbono entra na atmosfera a partir de várias fontes naturais nomeadamente pela respiração, pela combustão, por processos industriais e pela actividade vulcânica, sendo removido nos oceanos (o maior reservatório de fixação de carbono natural), nas plantas e microrganismos, e pela formação de depósitos à base de carbono (S. I. Plasynski, et al. 2009). Durante muitos anos este equilíbrio foi mantido, uma vez que o CO<sub>2</sub> que se formava era removido pelos mecanismos naturais referidos, sendo as concentrações deste gás na atmosfera de cerca de 280 ppm. Contudo desde a revolução industrial os níveis de CO<sub>2</sub> têm vindo a aumentar e a influenciar este equilíbrio (S. I. Plasynski, et al. 2009).

Em 2007, o IPCC<sup>8</sup> alertou para o facto de o aquecimento do clima ser inequívoco e provocado pelas actividades antropogénicas, chamando atenção para o facto de que a temperatura média global na terra subirá entre 2,4°C e 6,4°C a menos que estabilizemos as concentrações de CO<sub>2</sub> equivalente na atmosfera no seu nível actual de 450 ppm. Caso a temperatura aumente mais de 2°C, prevêem-se efeitos devastadores no nosso planeta, com a ocorrência de episódios climáticos extremos que terão consequências em todas as espécies (IEA 2008a).

Dado que os combustíveis fósseis continuarão a desempenhar um papel central na produção de energia durante a primeira metade do século XXI, principalmente o gás natural e o carvão, torna-se necessário implementar políticas e desenvolver novas tecnologias que permitam reduzir as emissões de GEE para a atmosfera, evitando as alterações climáticas, entre elas o aumento da temperatura da terra em certas zonas do globo.

A tecnologia CCS assume um papel preponderante na diminuição das emissões de GEE para a atmosfera, uma vez que permite diminuir as emissões de CO<sub>2</sub> através da sua captura nas instalações industriais, transporte e armazenamento em profundidade para locais apropriados, e ao mesmo tempo fazer face às necessidades energéticas mundiais crescentes pela conjugação entre a produção de energia por fontes fósseis, e a mitigação dos efeitos que esta produção tem para o ambiente.

No *Special Report on Carbon Capture and Storage*, publicado em 2005, o IPCC reconhece que a tecnologia CCS tem potencial para mitigar os efeitos das alterações climáticas, alertando para o facto de que apostar apenas noutras formas de diminuir as emissões será muito mais dispendioso para atingir as reduções necessárias (IPCC 2005).

Segundo a IEA (IEA 2010a) uma combinação de medidas referentes ao aumento da eficiência energética, à energia nuclear, às energias renováveis e à tecnologia CCS parecem ser o caminho para evitar o aumento das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera e até mesmo reduzi-las até 2050 para metade dos valores registados em 2005 (Fig. 2-11).

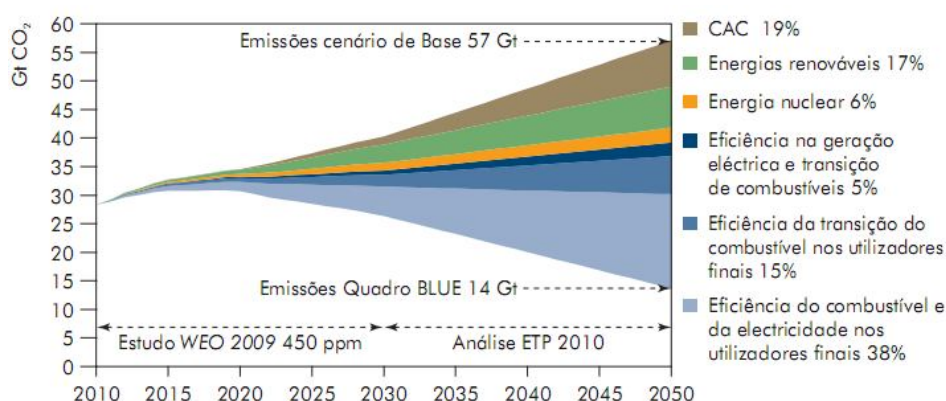


Fig. 2-11 - Tecnologias que podem contribuir para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> (IEA 2010a)

<sup>8</sup> O Intergovernmental Panel of Climate Change, ou em português, Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas é uma entidade que analisa e avalia as mais recentes informações científicas, técnicas e sócio-económicas produzidas a nível mundial relevantes para a compreensão das mudanças climáticas no globo.



O cenário de Base assume que os governos não tomam novas medidas políticas em matéria de energia e clima, e que as emissões vão aumentar até 2050. Em contrapartida, o cenário Quadro BLUE fixa o objectivo de diminuir para mais de metade as emissões de CO<sub>2</sub> ligadas à energia até 2050 (comparando com os níveis de emissões de 2005) e examina as formas de atingir essa meta através da implementação das tecnologias já mencionadas da Fig. 2-11 (IEA 2010a).

Neste contexto, o potencial do CCS para reduzir as emissões de GEE para a atmosfera é de 19%, o da eficiência energética 58% e o restante repartido entre as energias renováveis e a energia nuclear, respectivamente 17% e 6%.

Deste estudo concluiu-se que a captura e armazenamento do CO<sub>2</sub> não é uma tecnologia opcional mas sim uma tecnologia que fará parte do *portfolio* para combater o aumento da concentração de GEE para a atmosfera.

Um pouco por todo o mundo a importância do CCS é reconhecida, e exemplo disso são os incentivos que os governos das principais economias e a Comissão Europeia (CE) estão a oferecer nesta área para o desenvolvimento de projectos de demonstração, assim como o investimento que algumas multinacionais líderes no sector energético estão a fazer.

Em 2008, o G8<sup>9</sup> elaborou uma estratégia para o CCS, a ser implementada até 2010. Esta prevê o lançamento de vinte projectos de demonstração em larga escala, de modo a que em 2020 o CCS seja uma tecnologia já suficientemente desenvolvida e implementada. Estes projectos têm que englobar toda a cadeia - captura, transporte e armazenamento - usar qualquer uma das tecnologias de captura disponíveis, e aplicar o CCS em variadas regiões do mundo em instalações que emitem grandes quantidades de CO<sub>2</sub>, como o sector da produção de electricidade, da indústria dos cimentos, do ferro e do aço e da indústria química (IEA 2010c).

Para serem atingidas as metas do G8 é necessário o empenho dos governos, que deverão reconhecer nas suas estratégias que o CCS deve fazer parte do *portfolio* para combater as alterações climáticas e dar instrumentos regulamentares e incentivos financeiros a quem pretender desenvolver tais projectos. É necessário também que a opinião pública compreenda que o CCS faz parte das medidas para evitar as alterações climáticas.

## 2.5 Estratégia Europeia para a Energia

Em 2007 o desafio das alterações climáticas, a crescente dependência energética externa e o aumento do preço da energia levou a que o Conselho Europeu tomasse medidas e aproveitasse estes problemas para procurar soluções que contribuíssem para o desenvolvimento economia europeia, promover o emprego e fornecimento de energia aos consumidores a preços acessíveis, assente em princípios que preservassem o ambiente.

A nova política energética da Europa, adoptada em Março daquele ano, fixou objectivos vinculativos que constituem os pilares da nova Estratégia Europeia para a Energia e Alterações Climáticas para 2020 e que se resumem pelos seguintes aspectos (UE 2010a):

- Redução em 20% das suas emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990;
- Aumento da eficiência energética em 20%;
- Aumento da quota de penetração de energias renováveis na UE em 20%;
- Aumento para 10%, no mínimo, na parcela de biocombustíveis no consumo total de gasolina e de gasóleo destinados ao transporte.

No seguimento do cumprimento das metas 20/20/20, em Novembro de 2007 a UE elaborou o Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas (SET-Plan) que tem por objectivo acelerar o

---

<sup>9</sup> Grupo composto por Rússia, EUA, Japão, Alemanha, Reino Unido, França, Itália e Canadá. A UE também está representada nas reuniões do G8 pelo presidente da comissão europeia e pelo chefe de estado do país que estiver na presidência.

desenvolvimento e a utilização ao melhor custo das tecnologias de baixa intensidade de carbono, tendo a cooperação internacional um papel importante.

No âmbito do SET-Plan, prevê-se a construção e operação de 12 projectos à escala comercial de CCS até 2015. Cada projecto vai integrar e testar as componentes da cadeia CCS, de forma a demonstrar a capacidade de aplicação desta tecnologia, assim como contribuir para a redução de custos e a orientação estratégica a seguir nos próximos tempos, contribuindo para sua aceitação pública.

Também no sentido de combater as alterações climáticas a União Europeia (UE) criou um sistema de comércio de licenças de emissão, cujo preço das transacções varia em função da oferta e da procura. A primeira fase, 2005-2007, já terminou e estamos na segunda fase que teve início em 2008 e durará até 2012. Haverá ainda uma terceira fase, posterior a 2013, onde se prevê que todas as emissões sejam leiloadas no sector energético (CE 2010).

Em Dezembro de 2008, os dirigentes da UE adoptaram um extenso pacote de medidas para combater as alterações climáticas, o Programa Energético Europeu para o Relançamento (*European Energy Programme for Recovery- EEPR*), e assegurar um aprovisionamento energético seguro e suficiente, ao mesmo tempo que promoviam a recuperação económica da Europa (UE 2010b).

Aprovado em Maio de 2009, este pacote representa a reforma mais ambiciosa de sempre da política da energia europeia, visando converter a Europa no líder mundial das energias renováveis e das tecnologias com baixas emissões de carbono. O EEPR prevê o financiamento do sector energético nomeadamente na área da energia eólica *offshore*, CCS e infra-estruturas de gás e electricidade (UE 2010b).

Assim, em Dezembro de 2009, foram anunciados os 15 projectos aprovados pela Comissão Europeia (CE) que fazem parte deste pacote, entre os quais 6 relativos à implementação de sistemas de CCS, sendo os restantes repartidos entre as outras áreas mencionadas.

Em Junho de 2009 foi também aprovada a Directiva 2009/31/CE sobre o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, reconhecendo que o CCS deverá fazer parte do portfolio para atenuar as alterações climáticas e estabelecendo um enquadramento legal para o armazenamento geológico ambientalmente seguro do CO<sub>2</sub>. Actualmente a directiva está a ser transposta para os estados membros.

## **2.6 Estratégia Nacional para a Energia**

A 15 de Abril de 2010 foi aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 (RCM 29/2010) a Estratégia Nacional para a Energia (ENE2020), que substituiu a anterior RCM n.º 169/2005 e tem como objectivos:

- a redução da dependência energética do país face ao exterior para 74% em 2020;
- a garantia do cumprimento dos compromissos de combate às alterações climáticas, de modo a que em 2020, 60% da electricidade produzida tenha origem em fontes renováveis;
- a criação de riqueza e a consolidação de um cluster energético no sector das renováveis e da eficiência energética;
- a promoção de redução das emissões de CO<sub>2</sub>;
- a criação até 2012 de um fundo de equilíbrio tarifário, que minimize as variações das tarifas de electricidade, beneficiando os consumidores e criando um quadro de sustentabilidade económica que suporte o crescimento a longo prazo da utilização das energias renováveis.

As metas para cada uma das tecnologias de energia renovável foram definidas no âmbito do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER). A versão final deste plano, imposto pela Directiva das Energias Renováveis 2009/28/CE, foi aprovada no final de Junho de 2010.

Segundo o PNAER a base de desenvolvimento da produção nacional renovável assentará no aumento articulado da capacidade hídrica e eólica instalada, cujas metas para 2020 são, respectivamente, 8600 e 8500 MW. É importante referir que o aumento da capacidade eólica vai sendo avaliada consoante a evolução da procura de electricidade, penetração dos veículos eléctricos, a capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio, e também, da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas *offshore* (PNAER 2010).



O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) aprovado em Agosto de 2006 pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006 e revisto em 2007, prevê um conjunto de políticas e medidas nos vários sectores económicos portugueses que levará a um controlo de emissões de GEE no período 2008-2012 de forma cumprir os objectivos do Protocolo de Quioto.

Na revisão do PNAC foram definidas novas metas para 2010: a incorporação de 10% de biocombustíveis nos transportes; a substituição de 5 a 10% de carvão por biomassa nas centrais térmicas; e a meta de produção de electricidade com base em energias renováveis passar de 39% para 45% do consumo em 2010.

Em 2008, o Governo aprovou o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008 (RCM 80/2006), prevendo um aumento da eficiência energética equivalente a 9,8% no consumo final de energia em 2015.

Outros instrumentos adoptados para atingir as metas a que Portugal se propôs no âmbito da redução das suas emissões de GEE são: o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE I, para o período 2005-2007, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2005 e o PNALE II, aprovado para o período 2008-2012 pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008) que determina a quantidade de licenças a atribuir a cada sector, e o Fundo Português de Carbono (FPC), criado pelo Decreto-Lei n.º 71/2006, que é um instrumento destinado a financiar medidas que facilitem o cumprimento dos compromissos do Estado Português no âmbito do Protocolo de Quioto.

## 2.7 Emissões de GEE em Portugal

Segundo o relatório da Agência Portuguesa do Ambiente de Abril de 2010, (APA 2010), referente à evolução das emissões dos GEE em Portugal para a atmosfera entre o período de 1990-2008, houve um aumento destes valores de cerca de 31% relativamente aos níveis de 1990. A principal fonte de emissões de GEE em Portugal é o sector energético, sendo o CO<sub>2</sub> o poluente mais emitido, representando 75,9% do total de GEE (APA 2010).

Conforme se pode verificar pela análise da Fig. 2-12, depois de um aumento das emissões de GEE em Portugal durante os anos 90, o crescimento destas a partir do ano 2000 foi mais moderado e recentemente parece ter estabilizado próximo do valor de 80 Mton CO<sub>2</sub> eq, atingindo em 2008 os 78,7 Mton CO<sub>2</sub> eq (APA 2010).

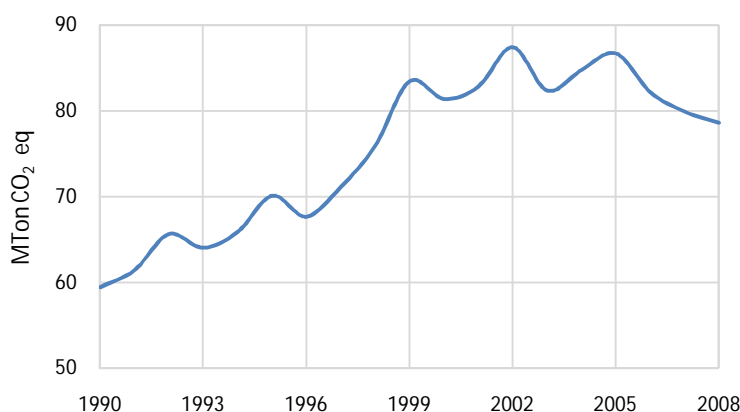


Fig. 2-12 - Evolução das emissões de GEE em Portugal entre 1990 e 2008 (sem contar com os valores provenientes do uso da terra e das florestas). Adaptado de (APA 2010)

Esta tendência deveu-se à implementação de medidas como a introdução do gás natural em 1997 que conduziu à instalação de centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural menos poluentes em 1999, à instalação de unidades de co-geração, ao melhoramento na eficiência energética dos processos industriais, a melhorias no que respeita à eficiência dos transportes e a melhorias ao nível da qualidade dos combustíveis usados (APA 2010).

No período 1990-2008 (APA 2010), a evolução das emissões de GEE associadas à produção de energia aumentou em 37,4%, sendo que em 2008 o sector energético era responsável por cerca de 70% das emissões de GEE. Este dado evidencia a dependência portuguesa relativamente à utilização de combustíveis fósseis para produção de electricidade e para os transportes (Fig. 2-13).

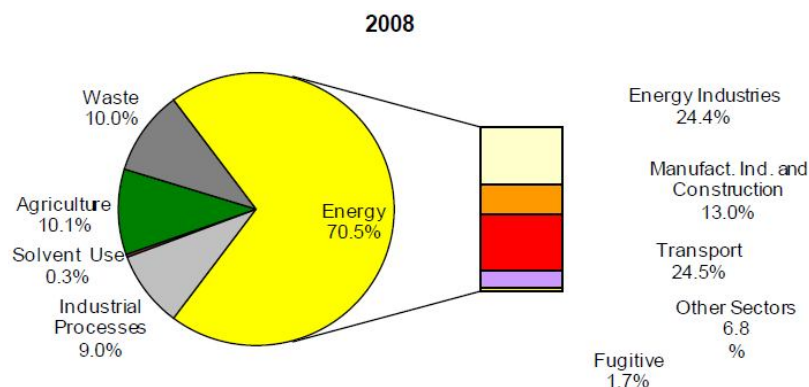


Fig. 2-13 - Distribuição das emissões de GEE em Portugal por sector em 2008. (APA 2010)

Durante o período analisado, em média 84% da energia primária consumida em Portugal foi produzida a partir de combustíveis fósseis, sendo os restantes 16% provenientes de fontes renováveis de energia, estando a situação no entanto a modificar-se, com o aumento da influência destas últimas (APA 2010).

## 2.8 Caracterização Energética de Portugal

### 2.8.1 Situação Actual

Portugal é altamente dependente dos combustíveis fósseis que compra ao exterior: em 2008 representavam cerca de 81% do consumo de energia primária, com a maior fatia correspondente ao petróleo (Fig. 2-14). Em 2007, a maior percentagem do consumo era destinada aos transportes, seguido da indústria e de outros sectores como o dos edifícios, a agricultura, silvicultura e pesca.

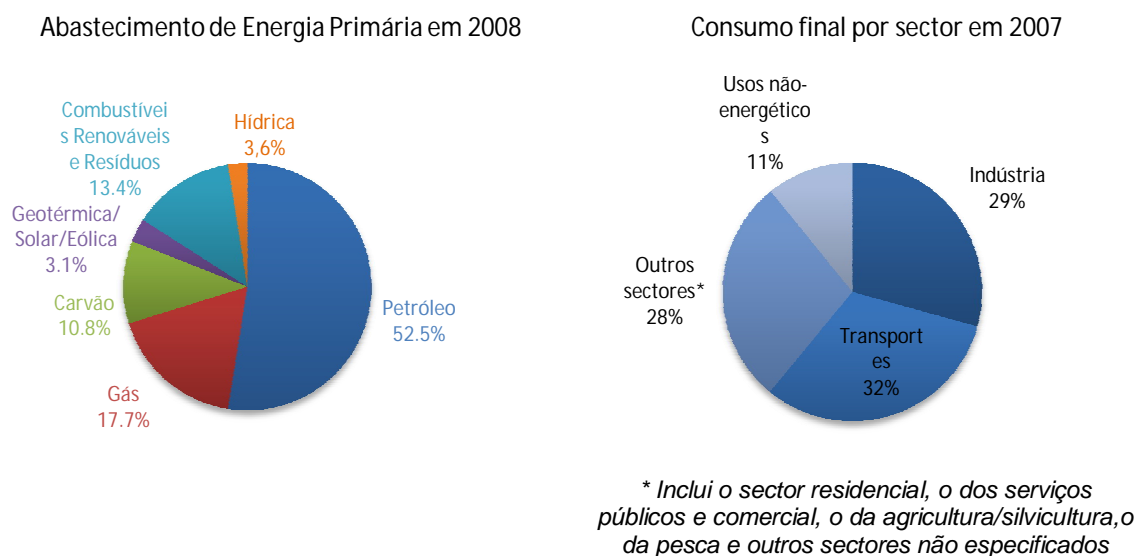


Fig. 2-14 - Abastecimento de Energia Primária em 2008 (IEA 2010b) e Consumo final por sector em 2007 (IEA 2009c), em Portugal

Nos últimos anos, o consumo anual de energia eléctrica em Portugal tem oscilado à volta dos 50 TWh. Em 2009 o consumo de electricidade foi de 49,9 TWh, a primeira queda desde 1981 (1,4%), relacionada com o abrandamento da actividade económica (Fig. 2-15).

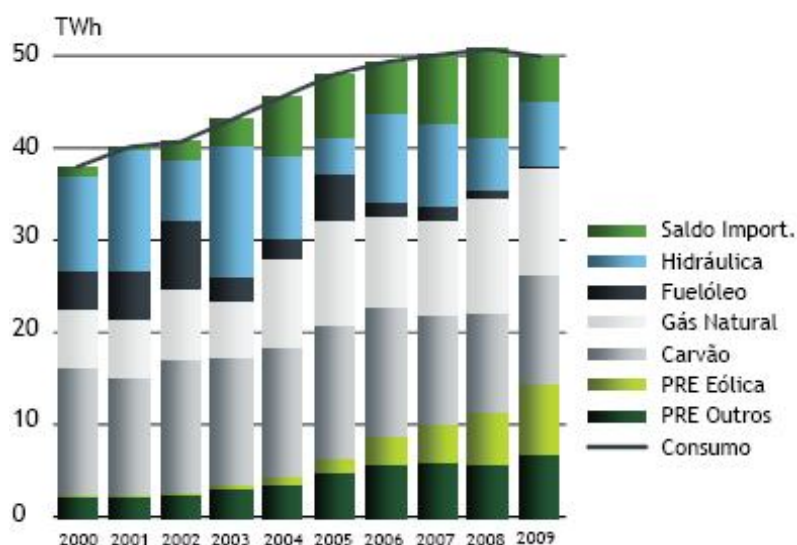


Fig. 2-15 - Evolução da satisfação do consumo entre 2000 e 2009 (REN 2009)

Pela análise do gráfico da Fig. 2-15 pode-se concluir que a produção a partir da energia hídrica é a que mais variabilidade apresenta ao longo dos anos. Este não é um dado que cause estranheza uma vez que é altamente dependente da precipitação. A produção a partir da PRE tem vindo a aumentar, assim como a produção a partir de centrais a gás natural, enquanto a produção a partir de centrais a fuelóleo tem vindo a decair, de tal forma que em 2009 apenas tiveram 1% da produção de energia eléctrica.

A Tabela 2-1 mostra *mix* da produção de energia eléctrica entre 2004 e 2009, de onde se pode observar que o peso da PRE<sup>10</sup> tem aumentado bastante e que a produção a partir da energia hidroelétrica é bastante variável ao longo dos anos, tal como já foi observado na Fig. 2-15. Por outro lado, a produção a partir dos combustíveis fósseis vai variando consoante o peso que a PRE e a produção hidroelétrica têm no *mix* energético.

Tabela 2-1 – Repartição da produção de energia eléctrica entre 2004 e 2009. Adaptado de (REN 2005) (REN 2007) (REN 2009)

Ano	PRE	Hídrica	Gás	Carvão	Fuel	Saldo Importador
2004	10%	20%	22%	30%	4%	14%
2005	14%	9,4%	24%	29%	10%	14%
2006	18%	20%	20%	28%	3%	11%
2007	20%	19%	21%	22%	3%	15%
2008	23%	11%	24%	21%	2%	19%
2009	29%	14%	23%	24%	1%	9%

Importa então perceber qual foi a razão para a produção de energia eléctrica em Portugal com base nos recursos endógenos (precipitação e vento) ter aumentado nestes últimos anos. Na Fig. 2-16 pode-se ver a evolução da potência instalada em Portugal que importa para esta análise.

<sup>10</sup> PRE- Produção em regime especial corresponde à produção de electricidade através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade.

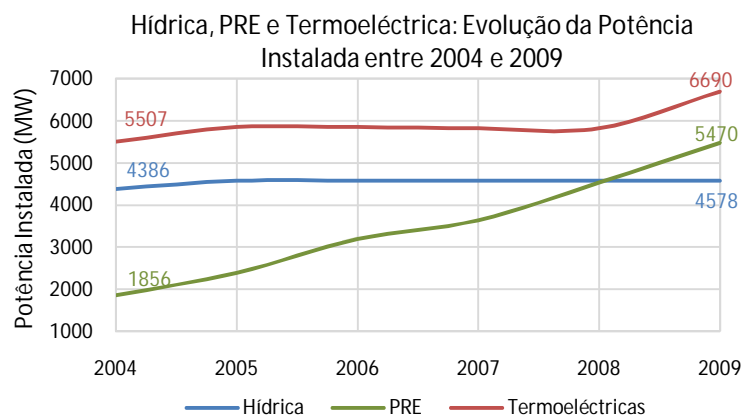


Fig. 2-16 – Evolução da potência instalada em Portugal de centrais hídricas, termoelétricas e da PRE entre 2004 e 2009 (REN 2005) (REN 2007) (REN 2009)

Desde 2004 que tanto a potência instalada em aproveitamentos hídricos como termoelétricos tiveram pequenas variações, tendo havido no segundo caso um aumento de 2008 para 2009 de 870 MW resultante da entrada em serviço da central a gás de ciclo combinado de Lares. Já a PRE teve um aumento de 3614 MW na potência instalada desde 2004 (Fig. 2-16).

Como seria de esperar, o aumento da potência instalada da PRE, principalmente no que toca à energia eólica, teve um impacto na produção de energia elétrica a partir destas fontes, que se traduziu pelo aumento representado na Tabela 2-1.

Em Portugal a repartição da produção de electricidade consoante as fontes é altamente dependente das condições meteorológicas como tivemos oportunidade de observar (Fig. 2-15). Analisemos a produção de energia entre Janeiro de 2009 e Agosto de 2010 para ilustrar esta afirmação (Fig. 2-17).

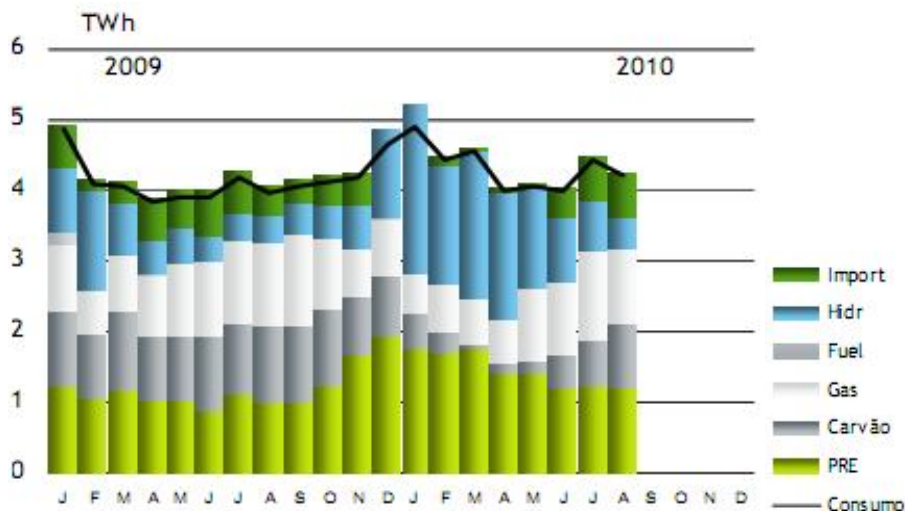


Fig. 2-17 - Repartição mensal da produção de electricidade em Portugal (REN 2010)

Da análise da Fig. 2-17 verifica-se que o ano de 2009 foi relativamente seco, em comparação com o de 2010 e, por isso, a produção de electricidade a partir dos combustíveis fósseis foi maior em 2009 (relativamente a 2010) com um peso de 48% no total (23% Gás, 1% Fuel e 24% Carvão, Fig. 2-18 a).

Por outro lado nos primeiros cinco meses do 2010 houve precipitação abundante e muito vento no território português, o que conduziu a uma grande contribuição da energia produzida por meios endógenos que supriram cerca de 66% das necessidades de energia elétrica (Fig. 2-18 b), enquanto as centrais que produzem energia a partir dos combustíveis fósseis foram muito pouco utilizadas (20% Gás, 9% Carvão, Fig. 2-18 b).

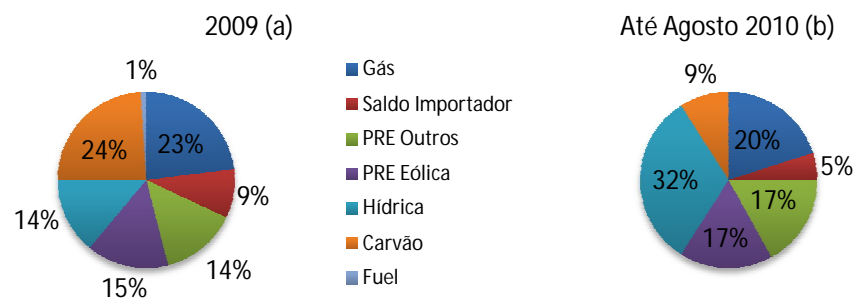


Fig. 2-18 – Produção de electricidade em Portugal em 2009 e até Agosto de 2010 (REN 2010)

No caso particular da Central do Pego a contribuição para o consumo de energia eléctrica até Setembro de 2010 foi de 47,5% do previsto: a Central previa produzir cerca de 2268 GWh<sup>11</sup> mas só produziu 1079 GWh (REN 2010a). O gráfico da Fig. 2-19 ilustra a produção no Pego até Setembro de 2010.

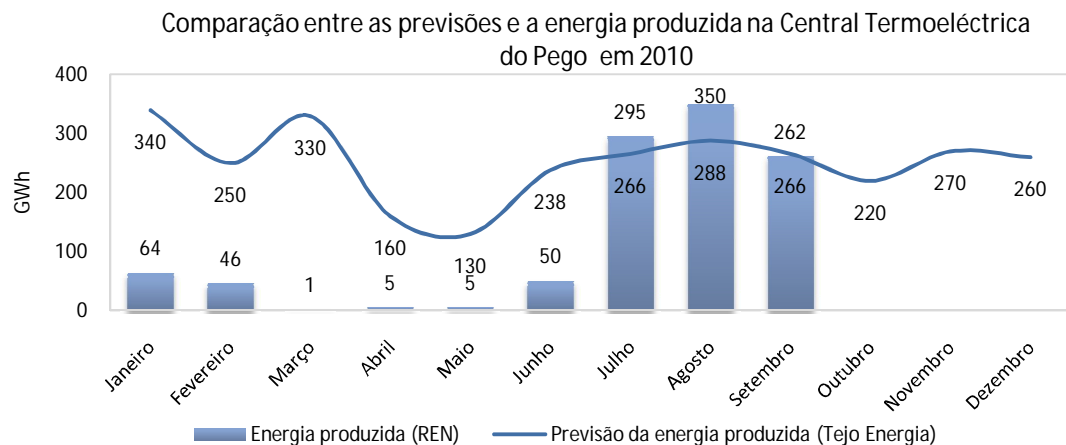


Fig. 2-19 – Produção de energia eléctrica na Central do Pego em 2010 (Tejo Energia e REN, 2010)

Estas situações (Fig. 2-19) podem acontecer uma vez que a potência instalada de PRE e de energia hídrica já representa mais de 50% do parque electroprodutor Português (Fig. 2-20).

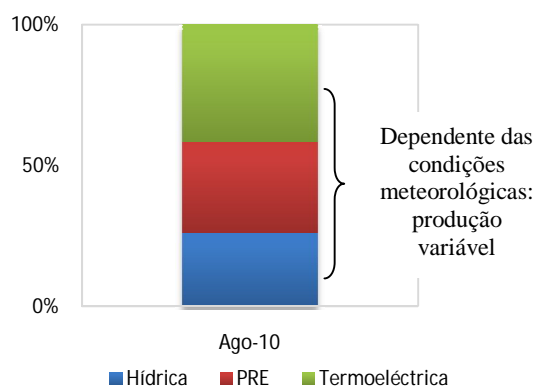


Fig. 2-20 – Repartição da potência instalada em Portugal até Agosto de 2010 (REN 2010)

<sup>11</sup> Dados fornecidos pela Tejo Energia

Por ser altamente dependente das condições meteorológicas, a produção de energia eléctrica em Portugal é variável: a produção hídrica caracteriza-se por ser volátil numa base anual, enquanto a eólica o é numa base horária, facto que leva a que as centrais térmicas, no contexto energético actual, nunca deixem de ser usadas em detrimento destas porque as primeiras não oferecem garantia de potência<sup>12</sup>.

O gráfico da Fig. 2-21 ilustra a evolução mensal da produção eólica em Portugal Continental, ilustrando bem o carácter irregular e imprevisível desta fonte endógena de energia.

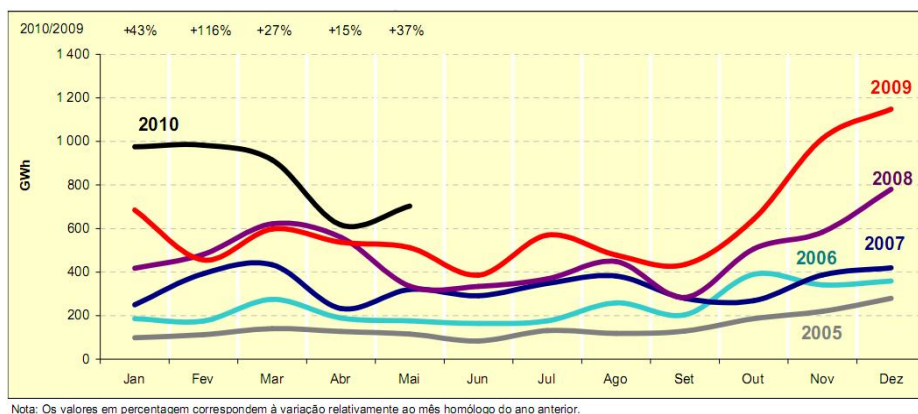


Fig. 2-21 - Evolução mensal da produção eólica em Portugal Continental (DGEG 2010)

Por outro lado, a produção hídrica caracteriza-se por ser tendencialmente mais elevada nos meses de Inverno e mais baixa nos meses de Verão (Fig. 2-22) conforme a distribuição anual da precipitação.

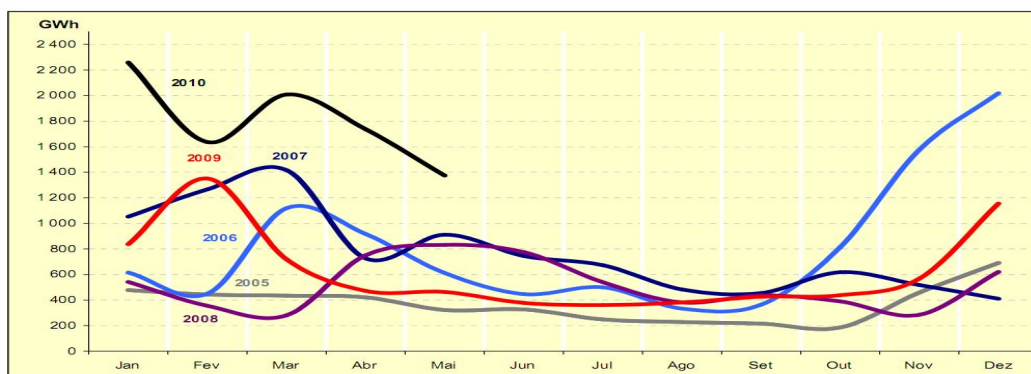


Fig. 2-22 – Evolução mensal da produção em grandes hídricas (> 30 MW) em Portugal Continental (DGEG 2010)

Nesta situação energética, a produção de electricidade nas centrais termoelétricas é variável consoante as condições meteorológicas, e a gestão da rede eléctrica foi-se modificando ao longo dos

<sup>12</sup> Do ponto de vista da política energética, a garantia de potência assegura a cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica que se traduz pela capacidade de entregar de forma instantânea à rede a potência que lhes é solicitada pelo operador de rede. A garantia de potência está intimamente relacionada com o tipo de fonte energética. As centrais hídricas e termoelétricas asseguram esta potência, porque estão preparadas para produzir energia em qualquer altura do dia ou do ano. Já a produção a partir das energias renováveis e das centrais hídricas a fio de água não asseguram esta potência, pois têm um comportamento variável que depende das condições meteorológicas (Estanqueiro 2008).



últimos anos. Na Fig. 2-23 pode ver-se em pormenor a distribuição da potência instalada em Portugal até Agosto de 2010.

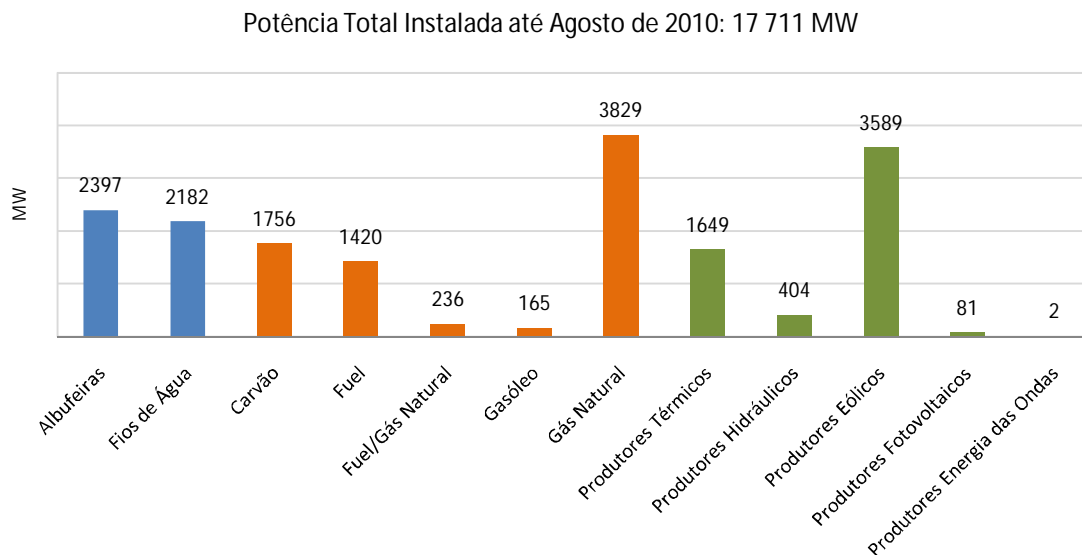


Fig. 2-23 – Potência instalada em Portugal até Agosto de 2010 (REN 2010)

Apesar da instalação de parques eólicos ser significativa no cumprimento das metas de Quioto, apresenta problemas técnicos importantes como a produção irregular e a difícil previsibilidade, gerando problemas ao nível da gestão da rede de transporte de electricidade, pois implica a existência de equipamentos geradores capazes de rapidamente complementarem a produção eólica.

A exportação de energia eólica excedentária não é uma opção provável uma vez que condições ventosas em Portugal tendem a corresponder a situações ventosas em Espanha, que terá as mesmas problemáticas de gestão da rede.

### 2.8.2 Gestão da Rede Eléctrica

Para a conveniente gestão de um sistema de energia eléctrica é necessário prever um diagrama de cargas tão exacto quanto possível que permita planear a produção de energia eléctrica tendo em conta o consumo esperado (Estanqueiro 2008).

Existem alguns condicionantes que influenciam a forma do diagrama de cargas como a época do ano, o dia da semana, a hora do dia, as condições meteorológicas e ainda acontecimentos especiais (ex. Natal, Passagem de Ano etc.). A dificuldade de prever o comportamento do sistema electroprodutor é muito dependente das condições meteorológicas devido ao grande aumento de potência renovável que tem vindo a acontecer em Portugal e que modificou a forma de gerir a produção de energia. É o efeito desse crescimento de produção a partir de fontes renováveis que se pretende evidenciar de seguida.

O princípio básico de gestão da rede é que a oferta de energia eléctrica tem que igualar a procura em tempo real (Estanqueiro 2008). Como as centrais de PRE e as centrais a fio de água têm um regime de funcionamento imprevisível, têm prioridade sobre todas as outras formas de produção entrando na base do diagrama de cargas, e apesar de oferecerem garantia de produção de energia à escala anual, por não serem reguláveis contribuem apenas para a produção de base.

Por essa razão é necessário haver sempre centrais que ofereçam essa garantia como as hídricas de albufeira, que são as que respondem mais rapidamente às variações de consumo, e as termoelétricas, que embora lentas, têm respostas na ordem de 30 minutos a algumas horas, se estiverem a funcionar normalmente (isto é, se não estiverem em situações de arranque) (Estanqueiro 2008).

A classificação das centrais quanto ao modo de operação é feita segundo o seu funcionamento em horas de vazio<sup>13</sup>, de cheia<sup>14</sup> ou de ponta<sup>15</sup> (Estanqueiro 2008):

- as centrais que operam em horas de vazio tendem a ser unidades de grande dimensão com custos de operação baixos como as termoelétricas. Recentemente, a esse tipo tem que se juntar todas as centrais renováveis;
- as centrais de resposta aos períodos de cheia são aquelas projectadas para fazer face a variações de carga diárias, tendo eficiências mais baixas que as centrais de base;
- as centrais usadas em horas de ponta funcionam uma pequena parte do tempo do dia, mês ou ano e fazem face às necessidades de consumo nas situações de carga máximas. Em Portugal estas centrais são normalmente as hídricas de albufeira, embora se possa recorrer a centrais de ciclo combinado.

Antes do grande desenvolvimento da produção de electricidade a partir de energias renováveis em Portugal, principalmente da energia eólica, as centrais térmicas asseguravam toda a produção de base devido à menor flexibilidade de funcionamento, uma vez que devem operar de forma mais ou menos contínua por longos períodos de tempo.

Por outro lado, as centrais hidroelétricas, que podem entrar e sair de serviço rapidamente, concentravam a sua produção nas horas de ponta do diagrama de cargas, excepto nos dias de muita hidraulicidade, em que devem operar continuamente de modo a regularizar os caudais descarregados pelas barragens (Estanqueiro 2008).

Hoje em dia Portugal tem um regime de acesso à rede eléctrica que dá prioridade à produção a partir das fontes renováveis de energia, quer ao nível do planeamento e desenvolvimento da rede, quer ao nível da gestão da rede, sendo obrigatória a sua entrada na rede de transporte ou de distribuição.

Estando a PRE e as centrais a fio de água na base do diagrama pela impossibilidade e imprevisibilidade de controlo de produção eléctrica, a PRO<sup>16</sup> (que é regulável consoante as necessidades) deve fazer o fecho do diagrama, cobrindo as restantes exigências energéticas ao longo do dia para não desperdiçar energia que não pode ser armazenada.

A energia hidroelétrica pode ter papéis distintos no diagrama de cargas: num dia seco a energia hidroelétrica é colocada apenas nas horas de ponta, pois são centrais com capacidade rápida de resposta, enquanto a energia térmica e a PRE fazem a base do diagrama de cargas; num dia chuvoso as barragens de fio de água e a PRE operam continuamente fazendo a base do diagrama conjuntamente com as centrais térmicas mais económicas, e nas horas de ponta são as centrais a gás de rápida resposta que completam as restantes necessidades energéticas (Estanqueiro 2008).

Independentemente das condições meteorológicas a energia excedentária é canalizada para bombear água durante períodos de vazio em barragens reversíveis com sistemas de bombagem para acumulação

---

<sup>13</sup> Horas de vazio de consumo são as horas do período nocturno e domingos, tipicamente alturas em que os consumos de electricidade são baixos. É o período em que o preço por kWh é mais reduzido. As horas de vazio variam consoante a altura do ano (Verão e Inverno) e consoante os dias da semana (EDP 2010).

<sup>14</sup> Horas de Cheia de consumo são alturas do dia intermédias entre as horas de vazio e as horas de ponta. As horas de cheia variam consoante a altura do ano (Verão e Inverno) e consoante os dias da semana. (EDP 2010).

<sup>15</sup> Horas de ponta de consumo são os períodos do dia em que o preço da electricidade é mais caro porque são as horas de picos de consumo de energia eléctrica. As horas de ponta também variam consoante a altura do ano e os dias da semana (EDP 2010).

<sup>16</sup> Produção em Regime Ordinário, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos.



de água nas albufeiras. Este regime acontece principalmente à noite, uma hora de vazio em que a produção eólica é significativa e a energia importada é mais barata.

Devido a esta gestão da rede, e uma vez que depende principalmente das condições meteorológicas, a produção de energia nas centrais termoelétricas tem cada vez mais a tendência em ficar para segundo plano porque não convém desperdiçar recursos energéticos endógenos e de menor custo como o vento ou a precipitação.

O aumento da quota de produção a partir de formas de energia primária com maior nível de intermitência e mais difícil previsibilidade exigirá maior capacidade de regulação do sistema elétrico. As centrais hidroelétricas permitem disponibilizar reserva operacional de mobilização rápida, contribuindo, para assegurar níveis de flexibilidade de operação ao sistema electroprodutor, indispensáveis face à elevada penetração de energias intermitentes e não despacháveis (Estanqueiro 2008).

### **2.8.3 Análise da incorporação de renováveis no sistema electroprodutor**

A forte aposta do Governo na energia eólica é justificada pelas excelentes condições meteorológicas do país (MEID 2010). No entanto, este tipo de produção caracteriza-se por ser superior nos períodos nocturnos, e por depender das condições de vento ao longo do dia, pelo que promove dificuldades de gestão da rede.

Assim, a integração de produção renovável com carácter intermitente e aleatório obriga a reforçar o sistema electroprodutor com meios complementares de produção que permitam a cada momento assegurar o equilíbrio entre a oferta e a procura.

Para fazer face a esta problemática está prevista a implementação de um conjunto de medidas diversas, quer do lado da procura quer do lado da oferta, que podem contribuir para evitar limitações à produção renovável nos períodos de vazio: investimentos em equipamentos reversíveis nas barragens (capacidade de bombagem de 3266 MW até 2020), obrigatoriedade de realização de investimentos, por parte dos produtores eólicos, no sentido de aumentar a estabilização do sistema eléctrico (PNAER 2010), o reforço das interligações com Espanha, que permitirá a exportação de energia renovável em excesso, a promoção de veículos eléctricos e as redes inteligentes.

Com o uso de equipamentos reversíveis nas barragens existe a possibilidade de bombeamento da água para um reservatório a montante, a qual será turbinada mais tarde, quando as necessidades forem maiores e/ou a produção eólica for menor e, assim, os aproveitamentos reversíveis operarão como acumuladores de energia. De um modo simplificado, nos períodos de produção acima da procura poderemos dizer que a energia do vento é aproveitada e transformada em energia potencial que mais tarde irá ser turbinada pela barragem.

Segundo a Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2009 de 20 de Fevereiro que aprova o Programa para a Mobilidade Elétrica em Portugal, também no campo dos veículos eléctricos as sinergias com as energias renováveis permitirão carregar as baterias com a energia eólica produzida à noite e vender à rede o excesso durante o dia. No horizonte 2020 a aposta nos veículos eléctricos tem a ambição de substituir cerca de 10% dos combustíveis actualmente consumidos no sector dos transportes.

Neste âmbito, o programa de promoção dos veículos eléctricos (MOBI.E), criará uma rede de carregamento nacional, centrada no utilizador, acessível em qualquer ponto do país e compatível com todas as marcas de veículos, aberta a todos os operadores, permitindo introduzir o veículo eléctrico como alternativa aos modos de transporte rodoviários que utilizam combustíveis fósseis (MEID 2010).

As redes inteligentes de energia integram o comportamento dos consumidores e dos produtores de electricidade, contribuindo para a sustentabilidade das redes e para o fornecimento seguro e económico da energia aos consumidores. Estas redes vão contribuir para o controlo do consumo de energia dos consumidores em casa, não só como ferramenta para corte de custos, assim como promover o papel activo do consumidor na optimização do sistema eléctrico. Contadores inteligentes substituem os contadores tradicionais, facilitando a comunicação bidireccional entre consumidores e a empresa que presta os serviços.

Por exemplo, os contadores inteligentes vão identificar alturas do dia em que a energia é taxada a preços mais altos, e alturas do dia em que a energia é mais barata, promovendo o consumo em horas cuja gestão da rede esteja dificultada. Durante a noite, quando os preços da electricidade são mais baixos e existe um excesso de produção renovável, a energia será vendida mais barata para promover o consumo. Com este tipo de redes, poder-se-á programar os aparelhos para não funcionarem em horas de pico e assim contribuir para a regularização do diagrama de cargas.

A aposta nas redes eléctricas inteligentes, associada à introdução dos veículos eléctricos, vem permitir uma maior e mais eficiente monitorização, controlo e gestão integrada da produção, do armazenamento, do transporte, da distribuição e do consumo de energia, através da deslocação de alguns consumos dos períodos de maior procura de electricidade (períodos de ponta e de cheia) para os períodos de maior oferta e de menor procura, em especial para as horas de vazio, onde está concentrado um excesso de oferta renovável.

#### 2.8.4 Evolução do Sistema Electroprodutor Português

A evolução expectável do sistema electroprodutor português (SEP) em regime ordinário, no período 2009-2013 e até 2020, resulta das datas previstas para o descomissionamento das centrais existentes, do estado de desenvolvimento dos projectos de construção dos 8 novos grupos de centrais a gás de ciclo combinado (CCGT- *combined cycle gás turbine*) que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores (REN 2008).

De acordo com o “Relatório sobre segurança do abastecimento ao nível da produção de electricidade para o período de 2009 a 2020”, (REN 2008) a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário, no período 2009-2013 e até 2020 é descrita na Fig. 2-24.



Fig. 2-24 – Cenários de evolução da potência instalada em Portugal até 2020 (REN 2008).

O gráfico da Fig. 2-25 foi feito com base em vários pressupostos (REN 2008):

- O cenário de evolução da Produção em Regime Especial (PRE) traduz a melhor estimativa que, no momento, se pode fazer do crescimento da PRE. Na sua elaboração foi tida em conta a evolução verificada em 2007 e as metas definidas pelo Governo.
- Admitiu-se que, a partir do final de 2014, poderá ser instalada uma central de demonstração a carvão com captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> e que, em 2020, terminado o período experimental, deverá contribuir para a segurança de abastecimento dos consumos;
- Reforços de potência dos aproveitamentos hidroelétricos existentes, num total de cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW são reversíveis;

- Até 2020 admitiu-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, que contempla um conjunto de 10 novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível;
- Entre o final de 2010 e o final de 2012, as centrais a fuelóleo permanecem disponíveis, mas em regime de “produção zero”;
- Em períodos de vazio, o recurso à bombagem hidroelétrica e, em caso de necessidade, à interrupção da entrega de energia à rede por parte de algumas centrais, permitirá manter a estabilidade do sistema elétrico em situações de excesso de produção;
- A potência térmica de base prevista para desclassificação até 2019 é de 3069 MW, sendo que se prevê que entrem em funcionamento até à mesma data 5928 MW.

Nesta evolução salienta-se a desclassificação faseada dos grupos 1 e 2 da central do Carregado (250 MW a fuel) até 31 de Maio de 2012, e a desclassificação dos grupos 3 e 4 da central de Tunes (, 186 MW a fuel) em Dezembro de 2010 (ERSE 2010) (REN 2008), e que a central a carvão de Sines (1192 MW) também deixe de produzir electricidade em 2017.

Por outro lado vai ser aumentada a potência instalada a partir da produção de energia em centrais a gás: seis novos grupos de 400 MW que se encontram licenciados, que perfazem um total de 2400 MW, mais a central de Lares com 870 MW que já entrou em funcionamento em 2009.

Já no que se refere à capacidade renovável, e segundo a ENE2020, até 2012 serão instalados 2000 MW adicionais, resultantes da capacidade eólica atribuída nos últimos dois anos e serão ainda instalados mais 400 MW de potência resultantes da exploração do potencial dos parques existentes que, a somar aos 3500 MW instalados até 2009, vão perfazer um total de 5900 MW (MEID 2010).

A estratégia prevê que até 2020 possam ser instalados, outros 3.000 MW de potência eólica, sendo que a atribuição desta potência dependerá de um conjunto de factores, como a evolução da procura de electricidade, a penetração dos veículos elétricos, a capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e também da viabilidade técnica e dos custos das tecnologias eólicas offshore (MEID 2010).

Para a energia hídrica a aposta passa pelo reforço de capacidade das actuais barragens e pela execução do PNBEPH que irá permitir a Portugal aproveitar melhor o seu potencial hídrico, e viabilizar o crescimento da energia eólica, passando para uma potência instalada de 8600 MW em 2020 (MEID 2010).

A complementaridade da energia solar com as restantes tecnologias a partir das renováveis, pelo facto de ser gerada nas horas de maior consumo, levou à fixação de um objectivo de 1.500 MW de potência instalada em 2020 (MEID 2010).

O programa do Governo prevê ainda que se avance com uma nova fileira na área da geotermia: 250 MW até 2020. Em relação à energia das ondas, será viabilizada uma zona - piloto para testes que contribuirá para o desenvolvimento da tecnologia para que a ambição de ter 250 MW de potência instalada possa ser uma realidade em 2020 (MEID 2010).

### **2.8.5 Novos investimentos para produção de electricidade**

No âmbito da Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, é estabelecido que os Estados-Membros devem aprovar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER).

O PNAER fixa os objectivos nacionais de cada Estado-Membro relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida nos sectores dos transportes, da electricidade e do aquecimento e arrefecimento em 2020 (PNAER 2010). O cenário de evolução do consumo de energia final que serviu para a elaboração deste plano para o período compreendido entre 2010 e 2020 está evidenciado na Fig. 2-26.

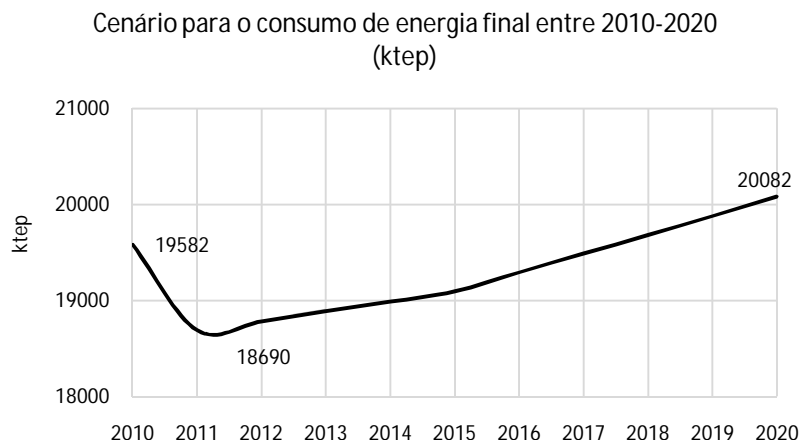


Fig. 2-26 - Cenário de evolução do consumo de energia final em Portugal para o período 2010-2020 (PNAER 2010)

Em 2020, o consumo de energia final em Portugal corresponderá a 233,5 TWh<sup>17</sup>. Em 2008 este valor foi de 24 160 ktep que corresponde a 280,9 TWh, um aumento de 47,4 TWh relativamente a 2008.

Os objectivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 são de 31% (em 2005 foi de 19,8%). Em termos sectoriais traduz-se em 10% de energia renovável nos transportes, 30,6% no sector do aquecimento e arrefecimento e electricidade de 60% (que para efeitos do PNAER corresponderá a 55,3%, uma vez que no âmbito da metodologia definida pela Directiva é necessário contabilizar no consumo final bruto de energia, a produção em bombagem) (PNAER 2010).

A estimativa da evolução da trajectória da energia proveniente de fontes renováveis nos sectores do aquecimento e arrefecimento (FER – Arref.&Aquec.), electricidade (FER- Elect.) e transportes (FER- Transp.) pode ser vista na Fig. 2-27.

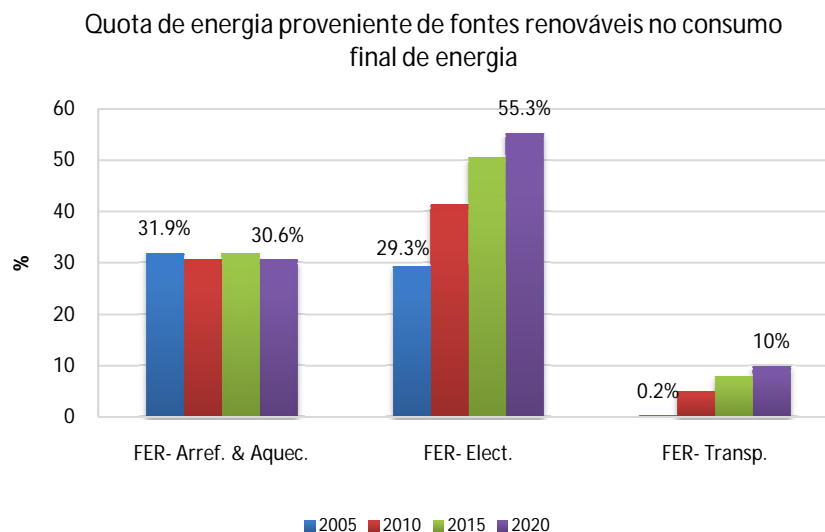


Fig. 2-27 - Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final de energia (PNAER 2010)

<sup>17</sup> 1Mtep=11 630 GWh



### 3. Descrição do Projecto KTEJO

Com uma potência instalada de 628 MW, a Central do Pego é uma importante central de produção de electricidade nacional mas que, por ser alimentada a carvão, emite volumes de CO<sub>2</sub> substanciais para a atmosfera, tendo em 2009 emitido cerca de 3,2 Mton. Na Fig. 3-1 podemos ver a influência que esta Central teve nas emissões portuguesas de CO<sub>2</sub> em 2007.

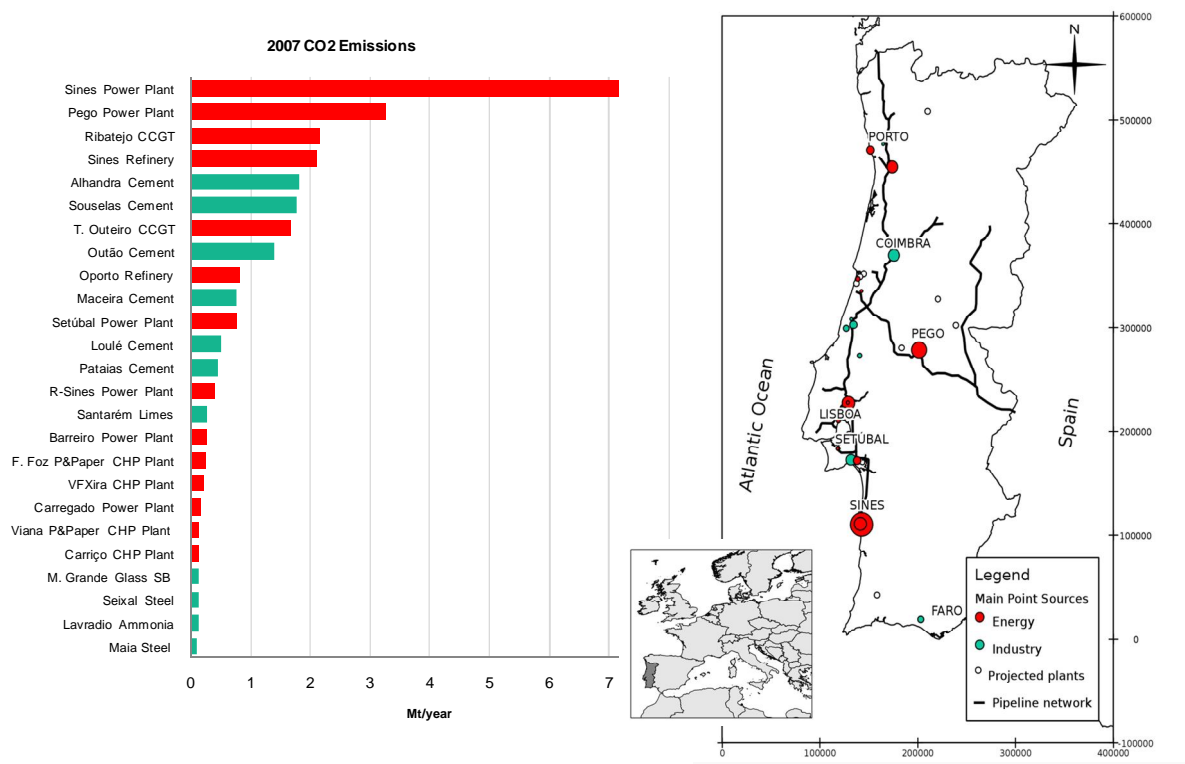


Fig. 3-1 – Principais fontes emissoras de CO<sub>2</sub> em 2007 em Portugal Continental

Esta dissertação de mestrado insere-se no projecto KTEJO que consiste na primeira fase de um estudo do qual deverá resultar o desenvolvimento de um sistema de Captura e Armazenamento do CO<sub>2</sub> na Central Termoelétrica do Pego, visando a redução muito significativa dos volumes de CO<sub>2</sub> emitidos no decurso da sua actividade.

Este é um Projecto em Co-Promoção ao abrigo do programa QREN – Quadro de Referência Estratégico Nacional, liderado pela empresa Tejo Energia, proprietária da Central, a ser realizado em parceria com a PEGOP, empresa que assegura a operação e a manutenção da Central, com o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e com a Universidade de Évora. O projecto KTEJO pretende responder a três questões (Fig. 3-2).

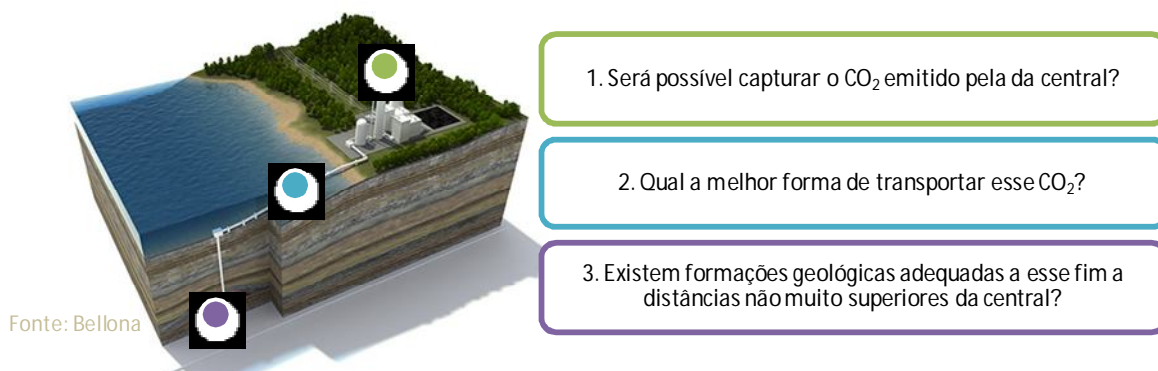


Fig. 3-2 – Objectivos do projecto KTEJO

Uma vez que a UE pretende diminuir até 2020 as emissões de CO<sub>2</sub> em 20% relativamente aos níveis de emissão de 1990 (UE 2010a), o Conselho Europeu estabeleceu que, a partir de 2013, o sector de produção de energia eléctrica terá que adquirir a maioria das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> em leilão ao contrário do que acontece actualmente onde as licenças são atribuídas às instalações industriais gratuitamente (UE 2010b).

Quer isto dizer que pelos elevados volumes de CO<sub>2</sub> emitidos anualmente pela Central do Pego, e pelo preço actual das licenças de emissão estar a variar segundo o Point Carbon nos últimos meses (Setembro e Outubro de 2010) entre os 13 e os 15€<sup>18</sup> por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido, os custos de operação na Central irão aumentar dentro de dois anos entre 39-45 M€ se as emissões anuais continuarem a rondar os 3Mton de CO<sub>2</sub> e o preço por tonelada continuar a ser desta ordem de grandeza.

Assim, é de todo o interesse que a Central Termoelétrica do Pego reduza as suas emissões de CO<sub>2</sub>, havendo para isso três tipos de medidas que podem ser tomadas: aumento da eficiência energética dos processos, o uso de fontes renováveis de energia e o CCS. Como as duas primeiras medidas não conseguem sozinhas alcançar as necessárias reduções de emissões, poderá ser necessário recorrer ao CCS.

Desta forma, o projecto KEJO pretende dar resposta às exigências da EU ao nível das emissões de CO<sub>2</sub> e aumentar a competitividade da Central Termoelétrica do Pego, assentando a sua estratégia de crescimento no desenvolvimento sustentado da actividade.



Fig. 3-3 - Brochura de apresentação do projecto KTEJO

Nesta fase, em que se pretende avaliar a possibilidade desta solução tecnológica, o projecto consistirá em estudos utilizando a informação existente sobre a Central e sobre as relevantes características geológicas do território nacional.

Os estudos referentes à captura vão incidir principalmente em três aspectos:

- i. A avaliação da possibilidade de capturar o CO<sub>2</sub> com uma percentagem muito reduzida de outros gases ou impurezas, tal como exigido na Directiva Comunitária 2009/31/EC aprovada pelo Conselho Europeu em Junho de 2009, onde é estabelecido um enquadramento legal para o armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> e reconhecida a importância do CCS na atenuação das alterações climáticas.
- ii. Selecção da tecnologia de captura, analisando as diferentes alternativas em função da possibilidade de adaptação dos sistemas existentes.

<sup>18</sup> Uma vez que o regime de comércio de licenças de emissão é de mercado livre, esse preço será função da oferta e da procura.

- iii. Viabilidade de efectuar o *retrofitting* da Central do Pego, isto é, a adaptação da Central e dos seus equipamentos e espaços, comparando as alternativas existentes do ponto de vista técnico e económico.

Já os estudos referentes ao transporte vão incidir sobre:

- i. Alternativas de transporte do CO<sub>2</sub>, nomeadamente através de *pipelines*, de transporte rodoviário ou ferroviário, em termos de viabilidade económica e de operacionalidade e segurança do sistema
- ii. Estudo das implicações em termos de ocupação de solo da eventual construção de *pipelines* ou de outras estruturas dedicadas ao transporte do CO<sub>2</sub>, e definição dos corredores mais favoráveis para a implementação desse sistema de transporte.

Os estudos referentes ao armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> vão ter como ponto de partida os locais e formações geológicas identificados no estudo efectuado em 2007 pelo INETI (Machado et al., 2007). Embora se presuma que existam algumas zonas com potencial para armazenamento nacional *on-shore* a algumas dezenas de quilómetros da Central do Pego, importa considerar a possibilidade da existência de zonas de sequestro no *off-shore* nacional.

A duração desta primeira fase do projecto é de 12 meses, e caso se conclua pela viabilidade desta opção tecnológica para a Central do Pego, deste projecto resultará a indicação da tecnologia de captura mais favorável, a caracterização das alterações técnicas a implementar na Central para se proceder ao seu *retrofitting*, a avaliação dos custos envolvidos na implementação do sistema, a hierarquização das formações geológicas com maior potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub> e a identificação das exigências e soluções de transporte do mesmo.

Caso o projecto apresente resultados satisfatórios, nomeadamente se forem detectadas formações geológicas onde o armazenamento do CO<sub>2</sub> possa ser efectuado, entre outros aspectos fundamentais, o próximo passo será a concretização de um outro projecto-piloto de grandes dimensões com vista à implementação da melhor solução identificada (Fig. 3-4).



Fig. 3-4 – Cronograma do projecto KTEJO

Um outro aspecto considerado de grande importância para o sucesso deste projecto prende-se com a promoção e divulgação pública, pela necessidade de disseminar informação e conhecimento sobre os objectivos tecnológicos do projecto, assim como para procurar quebrar as barreiras e receios associados ao desconhecimento da tecnologia CCS.

Neste sentido foi elaborada uma página da internet com os pormenores do projecto, e onde se pretende ir colocando as informações relevantes relacionadas como andamento dos trabalhos.

Também estão programadas participações em conferências nacionais e internacionais, assim como pequenas palestras em escolas secundárias e sessões de divulgação pública, assim como a distribuição de folhetos sobre o projecto e sobre a tecnologia, na Central Termoelétrica do Pego, que costuma receber visitas de estudo.





## 4. Central Termoelétrica do Pego

### 4.1 Apresentação da Central

A Central Termoelétrica do Pego, com uma potência eléctrica instalada 628 MW, localiza-se no concelho de Abrantes a cerca de 150 km de Lisboa e foi construída entre Novembro de 1989, com o início da montagem do primeiro gerador de vapor, cujo início da actividade industrial foi em Março de 1993, até Outubro de 1995, data da entrada em serviço do segundo grupo.



Fig. 4-1 - Localização da Central Termoelétrica do Pego

Em Novembro de 1993 foi adquirida à EDP - Energias de Portugal S.A. pela Tejo Energia - Produção e distribuição de Energia Eléctrica, S.A. A Tejo Energia é um consórcio de que fazem parte a Inglesa Internacional Power, dona de 50% da empresa, a Espanhola Endesa com 39% do capital, e a EDP com uma quota de 11 %.

Simultaneamente, a Endesa e a International Power constituíram com uma quota de 50/50 as empresas Pegop - Energia Eléctrica S.A., que assegura a operação e manutenção da Central, e a CarboPego – Abastecimento de Combustíveis S.A., que assegura a compra de carvão no mercado internacional e a logística até à entrega no Pego.

A exploração da Central é feita através de um contrato com a REN- Redes Energéticas Nacionais, SGPS, denominado *Power Purchase Agreement* (PPA), que obriga a que num período de 25 anos, até 2021, a Central produza e forneça à rede a energia que a REN solicitar.

O pagamento do serviço prestado pela Central e considerado no PPA obedece a duas modalidades: uma relativa aos custos de produção de energia em si, e outra referente à capacidade de a qualquer momento, produzir energia caso seja solicitado, capacidade conhecida como disponibilidade.

A Central utiliza como combustível carvão, importado maioritariamente da Colômbia e da África do Sul, que chega ao porto de Sines e daí é transportado via caminho-de-ferro até à Central do Pego, onde é queimado, emitindo volumes substanciais de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

Para além de carvão é usado fuelóleo, em situações de arranque e estabilização da combustão, gasóleo, nos grupos diesel de emergência e nas bombas diesel do sistema de extinção de incêndio, e propano, para acendimento dos queimadores instalados nas caldeiras, sendo que as quantidades usadas destes combustíveis são muito pequenas, quando comparadas com a utilização do carvão.

Em terrenos adjacentes à Central a carvão encontram-se em fase final de construção dois grupos de ciclo combinado a gás natural (CCGT- *Combined Cycle Gas Turbine*) com o primeiro grupo já em testes de produção a diferentes cargas e o segundo com início de produção programado para

Novembro de 2010. Em primeiro plano na Fig. 4-2 podem-se ver os dois novos grupos da CCGT, identificados por um círculo branco.



Fig. 4-2 - Dois novos grupos da CCGT. Fotografia tirada dia 8 de Setembro 2010

Com a entrada em funcionamento da unidade a Ciclo Combinado, menos poluente que a Central a carvão, devido ao menor teor em carbono do gás natural, o centro electroprodutor do Pego ficará com uma potência instalada de 1458 MW. No último trimestre de 2008, entraram em funcionamento as instalações de tratamento de efluentes gasosos, nomeadamente a unidade de dessulfuração, *Flue Gas Desulphurisation*, (FGD) para redução de 85% das emissões de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), a unidade de desnitrificação, *Selective Catalytic Reduction* (SCR), para redução de 75% das emissões de óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>), e a unidade de redução de partículas.

A par da inauguração das instalações de FGD e SCR em Setembro de 2009, pioneiras no lançamento de tecnologias ‘*Clean Coal*’ em Portugal, foi lançado o projecto KTEJO. Este projecto, em conjunto com Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), a Universidade de Évora (EU) e a Pegop, pretende estudar a possibilidade de aplicar a tecnologia de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CCS) na Central Termoelétrica do Pego.

Também outro projecto na área do CCS está ser desenvolvido pelo LNEG, o projecto Comet cujo objectivo é o de identificar e avaliar uma infra-estrutura de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> capaz de servir a área do Mediterrâneo Ocidental que inclui Portugal, Espanha e Marrocos.

Para além dos dois projectos anteriores, existem também outras iniciativas que visam melhorar a *performance* ambiental da Central a médio prazo, nomeadamente a co-combustão de biomassa e a implementação de painéis solares térmicos para produção de vapor complementar.

O projecto da co-combustão de biomassa pretende substituir parte do carvão queimado na Central do Pego por biomassa, o que permitirá reduzir cerca de 400 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, e a implementação de painéis solares térmicos permitirá recorrer à energia solar para produção de vapor, sendo este depois integrado no processo de produção de electricidade já existente.

Todos estes projectos se inserem na estratégia da Central de redução das suas emissões poluentes para a atmosfera, para além de serem uma forma de dar resposta às exigências da União Europeia no que respeita à limitação das emissões de GEE para a atmosfera.

A Central Termoelétrica do Pego tem dois grupos produtores de energia eléctrica, com uma potência unitária de 314 MW, cada um equipado com um grupo gerador de vapor, um grupo turbina-alternador e um transformador principal.



Fig. 4-3 – Os dois grupos da Central

Em plena carga, cada grupo tem a capacidade de queimar por hora na caldeira, cerca de 108 toneladas de carvão pulverizado, produzindo aproximadamente 950 toneladas de vapor, a 167 bar e 535 °C. Em 2009, a Central queimou cerca de 1,2 milhões de toneladas de carvão para produzir 3073 GWh de energia eléctrica, representando 6% do consumo em Portugal, que nesse ano totalizou os 49,9 TWh.

Após a expansão do vapor nas turbinas, que se encontram ligadas a um gerador que converte a energia mecânica em energia eléctrica, o vapor passa pelo condensador, para ser transformado novamente em água, que é enviada para a caldeira para se reiniciar o ciclo.

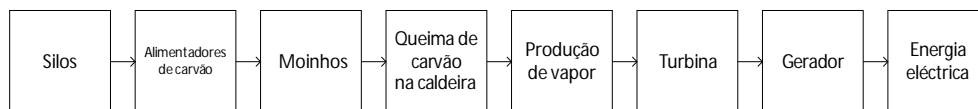


Fig. 4-4 - Ciclo simplificado de produção de energia eléctrica

A água utilizada na Central é proveniente do rio Tejo, e passa por um sistema de tratamento para ter as propriedades necessárias ao bom funcionamento de todos os componentes que a utilizam.

Os gases resultantes da produção eléctrica passam pela unidade de desnitrificação (SCR) , pelos precipitadores electrostáticos e pela unidade de dessulfuração (FGD), para remoção respectivamente, do NO<sub>x</sub>, poeiras e SO<sub>2</sub>, e por fim são lançados para a atmosfera pela chaminé que tem 225m de altura.

Os valores destas emissões são monitorizados em contínuo por analisadores na chaminé, a uma altura de 87,2m. Na área circundante à Central, existem seis estações de medição da qualidade do ar, para controlo dos níveis de emissões permitidos por lei.

As cinzas produzidas durante o processo são vendidas para a indústria betoneira ou quando tal não acontece, são depositadas no aterro de resíduos da Central (Fig. 4-5). O gesso produzido pelo processo de dessulfuração tem sido reutilizado pela indústria de componentes para a construção civil.



Fig. 4-5 – Aterro de resíduos da Central



A Fig. 4-6 é um esquema sucinto do processo de produção de electricidade na Central do Pego.

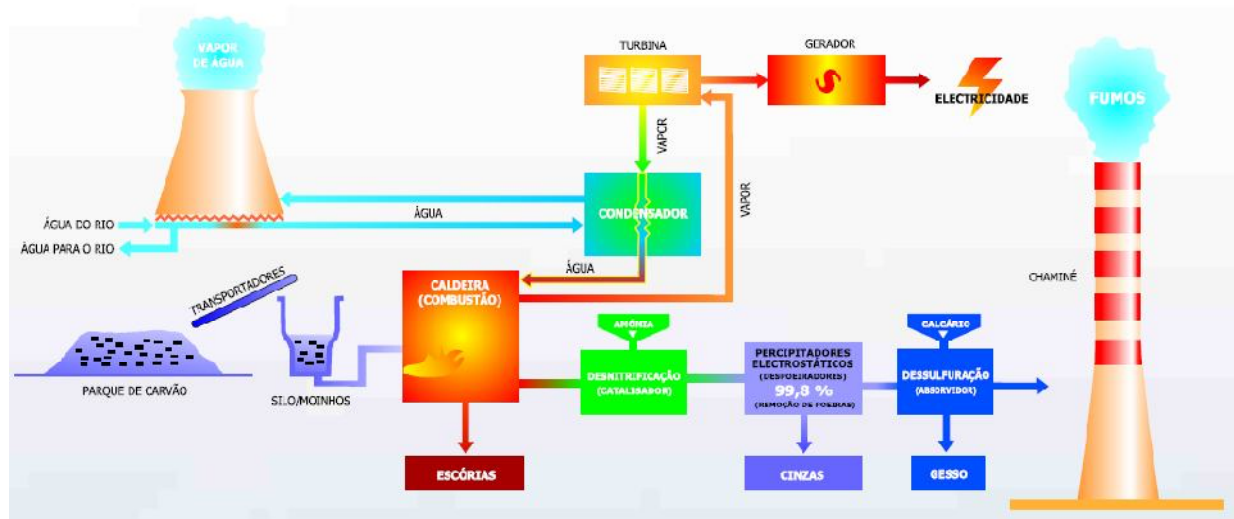


Fig. 4-6 - Principais entradas e saídas do processo de produção eléctrica na Central do Pego

## 4.2 Do Parque de Carvão à Entrada da Caldeira

Podemos separar o processo industrial da Central do Pego em dois grandes sistemas - o grupo gerador de vapor (GGV), onde se produzem aproximadamente 950 toneladas de vapor por hora à carga máxima, pelo aquecimento de água, e o grupo turbina-alternador (GTA), que transforma a energia mecânica obtida pela passagem do vapor nas turbinas em energia eléctrica, pronta para ser entregue à rede (Fig. 4-7).

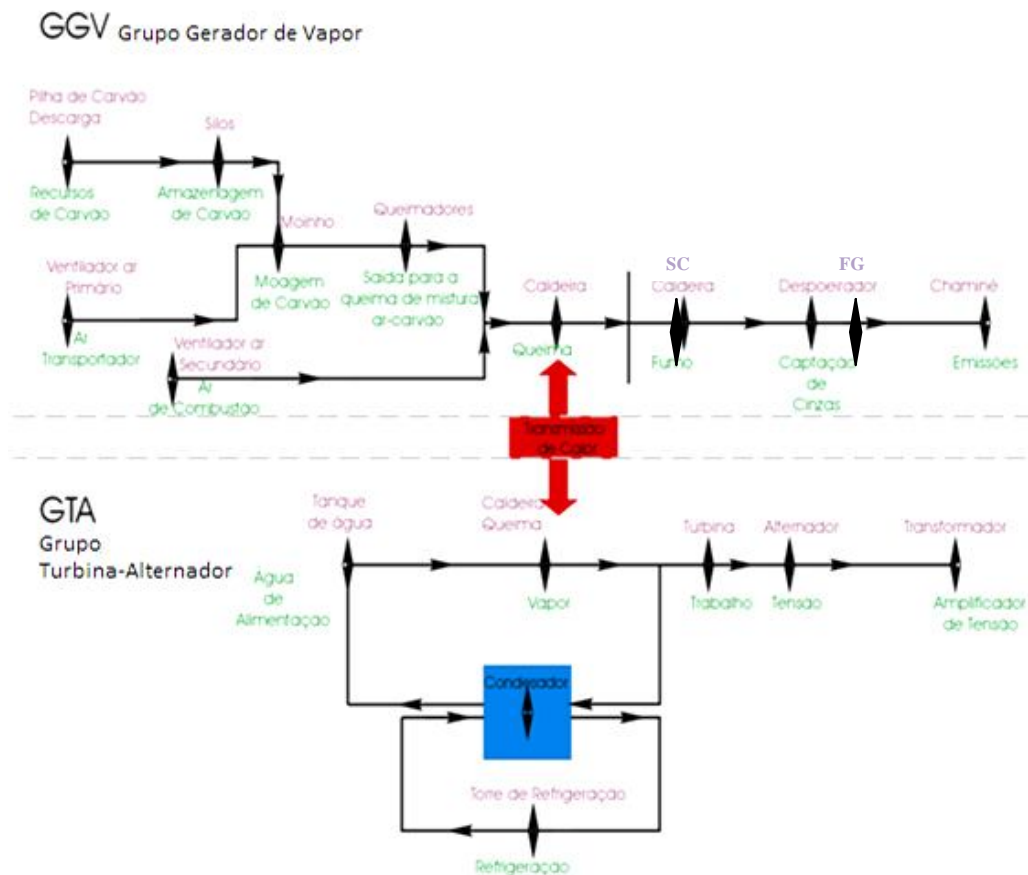


Fig. 4-7 - Esquema geral do grupo gerador de vapor e o grupo turbina-alternador

O combustível chega ao porto de Sines por barco, e é transportado por comboio até ao Pego, onde é armazenado no parque de carvão em duas pilhas - a pilha activa, que está em permanente transformação, podendo ter mais ou menos carvão pois a sua quantidade resulta de um balanço entre as necessidades dos grupos e a chegada do carvão, e a pilha passiva, que é uma reserva estratégica de carvão, com capacidade de fornecer combustível entre trinta a quarenta dias, em caso de anomalia da entrega diária deste.

A pilha passiva deverá ser cuidadosamente compactada, para evitar a auto-combustão do carvão. O carvão, quando armazenado, começa a perder características, sendo por isso de todo o interesse consumir de imediato o combustível que vai chegando à Central.

As distâncias entre a recepção do carvão e os silos são vencidas por meio de duas telas transportadoras, com um comprimento de 100 metros, e capacidade para fornecer 1500 toneladas de carvão por hora.

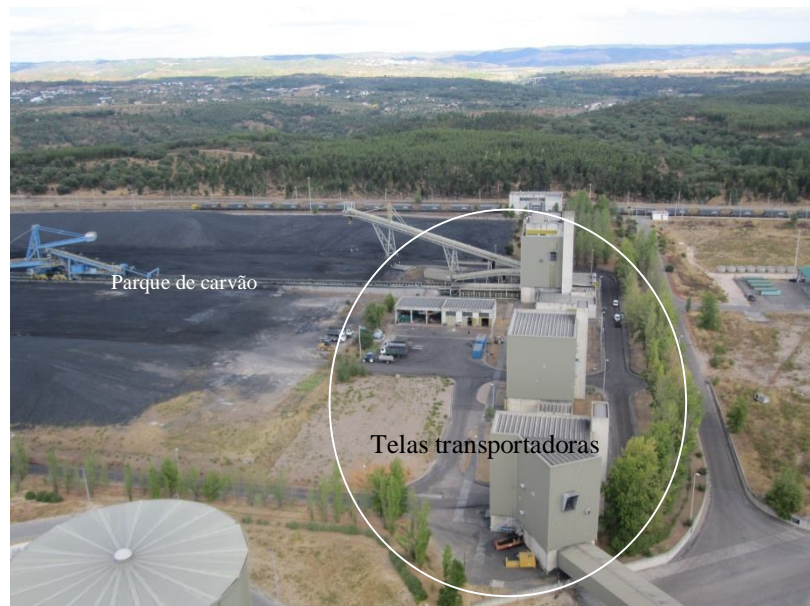


Fig. 4-8 – Vista do parque de carvão e das telas transportadoras

Cada grupo tem quatro moinhos de carvão, alimentados por quatro alimentadores de carvão e por igual número de silos, cada um com capacidade de armazenar 400 toneladas deste combustível.

Antes de ser queimado, o carvão contido nos silos passa pelos alimentadores de carvão, cuja função é dosearem a quantidade que entra nos moinhos, local onde este é seco e reduzido a uma granulometria de 0,09 mm para assegurar a sua combustão completa na caldeira.



Fig. 4-9 - Moinhos de carvão

A pulverização e mistura do carvão com o ar primário são factores importantes na queima, pois determinam a emissão de gases para a atmosfera, a velocidade de ignição e o comprimento da chama

na caldeira, sendo que uma moagem com menor granulometria contribui para menor emissão de gases poluentes.

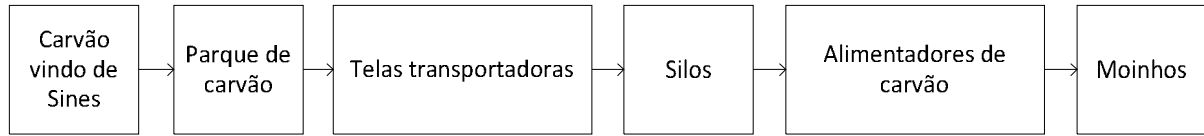


Fig. 4-10 - Do parque de carvão à entrada na caldeira

#### 4.2.1 Sistema de ar e queimadores

Para que a queima de carvão aconteça, é necessária a presença de combustível e ar, sendo que existem três tipos de ar neste processo - o ar primário, que é um ar transportador das partículas de carvão, o ar secundário, que assegura o ar necessário à combustão, e o ar de arrefecimento e ignição, para iniciar um arranque a frio.

O ar primário tem a função de secar o carvão nos moinhos e transportá-lo até aos queimadores, e, como tal, só é utilizado a partir do momento em que se começa utilizar como combustível o carvão. Este ar é previamente aquecido nos aquecedores de ar regenerativo, através do aproveitamento dos fumos vindos da câmara de combustão.

O ar secundário surge da recolha de ar feita por uma conduta de grandes dimensões no topo da caldeira, que é relativamente quente devido às perdas de calor, e tem como função assegurar o ar necessário à câmara de combustão, para que a reacção se faça em boas condições.

Por fim o ar de arrefecimento e ignição, que é responsável pelo desencadeamento da reacção de combustão num arranque a frio (quando um grupo está parado há mais de 36 horas) e faz o arrefecimento da zona envolvente dos queimadores.



Fig. 4-11 - Condutas de ar

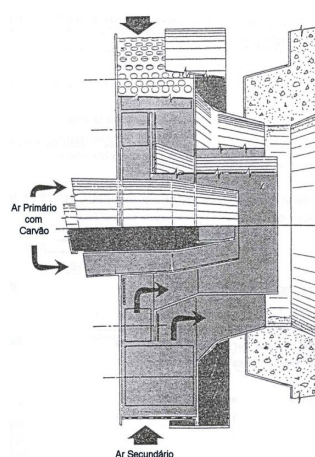


Fig. 4-12 - Entrada de ar no queimador



Fig. 4-13 - Queimador

O sistema principal da queima é constituído pelos queimadores, o *under-fire* e o *over-fire*, sendo que por grupo existem quatro linhas de queima, cada uma constituída por um silo, um alimentador de carvão, um moinho e quatro queimadores de carvão.

Sendo assim, cada caldeira tem 16 queimadores distribuídos por quatro níveis, que têm o papel de ejetar e queimar a mistura ar-combustível na câmara de combustão, regulados para que a queima se faça o melhor possível dentro da câmara de combustão.

Cada queimador tem canas de dispersão de combustível independentes e adequadas aos três tipos de combustível, e são regulados de modo que a queima se faça o mais possível dentro da câmara de combustão.

Num arranque a frio, o início da reacção é dado pela ignição do propano através de uma descarga eléctrica de 6 kV, criando uma chama que por sua vez provoca a ignição do fuelóleo, que provoca a ignição do carvão.

O propano é introduzido na câmara de combustão pelos queimadores e não requer nenhum cuidado em especial, ao contrário do fuelóleo, que necessita de ser aquecido previamente pois requer condições de temperatura e viscosidade específicas.

Depois de alcançadas as temperaturas necessárias à queima, pode dar-se início à entrada de carvão na câmara de combustão, que é arrastado pelo ar primário através da cana de maior diâmetro, começando a arder quando contacta com a chama de fuelóleo.

Os ajustes da queima são feitos através da regulação dos queimadores na fornalha, do ajuste da entrada de ar secundário na câmara de combustão, e pelo *under-fire* e *over-fire*.

O *under-fire* situa-se por baixo do local de combustão, e é constituído por duas entradas de ar, cuja função é criar uma atmosfera oxidante, regulando assim a quantidade de comburente na combustão.

O *over-fire* é uma fila de seis entradas de ar, por cima da última fila de queimadores, que tem a função de contribuir para uma melhor combustão, fazendo a regulação de temperatura dentro da caldeira, assim como o controlo das emissões de NO<sub>x</sub>, uma vez que com a introdução do ar pelo *over-fire*, facilita-se a formação de N<sub>2</sub> em vez de NO<sub>x</sub>.

### 4.3 Constituição da Caldeira

A caldeira do fabricante Foster Wheeler é um equipamento formado por tubulares metálicos soldados entre si, por onde circula a água, que é aquecida pelo calor que se liberta durante a queima do combustível.

A caldeira é de circulação natural, o que implica a existência de um reservatório que reúna as fases líquida e gasosa da água, o barrilete, podendo queimar até 108 toneladas de carvão por hora, com a capacidade de produção de vapor de 264 kg/s a 167 bar e 535°C.

Estruturalmente, a caldeira é composta por câmara de combustão, câmara de convecção, barrilete, sobreaquecedores, economizador, dessobreaquecedores e repartidor de fumos.

Na câmara de combustão, formada por painéis de vaporização e pelos sobreaquecedores final e secundário, dá-se a queima do combustível.

A câmara de convecção está na parte menos quente da caldeira, e é uma estrutura por onde só passam os fumos resultantes da combustão, sendo concebida para fazer a divisão destes em duas zonas - uma constituída pelo sobreaquecedor primário e economizador inferior, e outra pelo reauecedor.

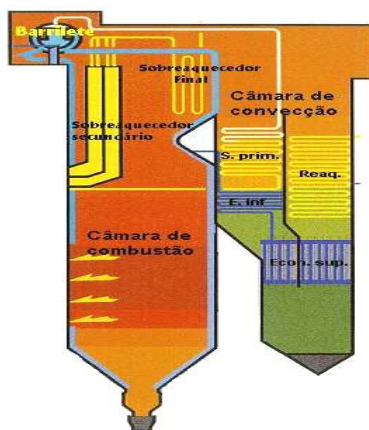


Fig. 4-14 – Constituintes da caldeira

No fundo da câmara de convecção, existem ainda o economizador superior e o repartidor de fumos, constituído por pás direccionáveis que os orientam, ora para o sobreaquecedor primário e economizador, ora para o reauecedor.



Todos os componentes anteriores mencionados da câmara de convecção, com excepção do repartidor de fumos, têm funções de aquecimento de água.

O barrilete é um reservatório na parte superior da caldeira que recebe a água de alimentação à caldeira. Como se pode ver na Fig. 4-15 é aqui que se dá a separação da fase líquida da fase gasosa.

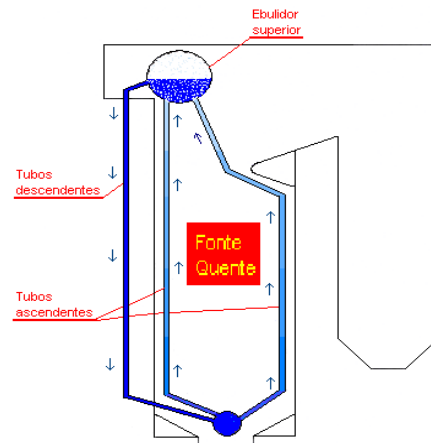


Fig. 4-15 - Circulação da água na caldeira

Esta é uma estrutura muito importante numa caldeira do tipo circulação natural, pois deve assegurar ao máximo a separação entre água e vapor, para assim ter a capacidade de responder a eventuais oscilações bruscas de carga, garantindo que as turbinas são devidamente alimentadas por vapor.

Uma vez que a Central pode trabalhar com potências entre os 117 MW e os 317 MW, conforme solicitado pelo operador de rede, o barrilete tem um papel importante nestas variações, pois permite aumentar ou diminuir a quantidade de água que entra nos painéis de vaporização.

#### 4.3.1 Produção de Vapor

Antes de entrar no barrilete, a água de alimentação passa por um último sistema que a aquece, para evitar possíveis choques térmicos entre esta e o vapor saturado húmido do barrilete.

Este aquecimento é feito na zona de convecção da caldeira, no economizador, através do contacto dos fumos com este sistema de tubulares por onde circula a água de alimentação, numa zona onde as temperaturas são cerca de 450°C, as mais baixas verificadas na caldeira.

O economizador divide-se em duas secções - o economizador superior e o economizador inferior - e permite aumentar o rendimento térmico do processo, aproveitando-se o facto de a água de alimentação passar nesta zona e poder ser previamente aquecida, aumentando a sua temperatura de 258 °C para 292 °C.

Saída do economizador superior, a água de alimentação chega ao barrilete e é distribuída através dos tubulares descendentes situados nas paredes exteriores da caldeira, passando depois pelos painéis de vaporização, situados no interior desta, onde vai sendo aquecida até voltar novamente ao barrilete, agora sob a forma de vapor.

A mistura água-vapor que chega ao barrilete, proveniente dos painéis de vaporização, tem de passar por uma série de estruturas, como o separador primário helicoidal, o separador secundário e um secador, que têm como função garantir que o vapor entregue à turbina não apresente gotículas de água.

Depois de no barrilete se fazer a separação de fases e a secagem do vapor, o gás é orientado para vários sobreaquecedores que vão aumentar ainda mais a temperatura deste, que numa última fase irá ser expandido na turbina.

Os sobreaquecedores, situados em diferentes pontos da caldeira, têm um papel importante na *performance* e tempo de vida das turbinas, pois o aumento da temperatura do vapor permite evitar a condensação de gotículas de água, que poderiam fomentar o atrito destas com o metal constituinte das

turbinas, para além de também se conseguir aumentar o rendimento térmico do grupo pelo aumento da temperatura de entrada deste nas turbinas.

O sobreaquecedor primário, situado na câmara de convecção, recebe o vapor vindo do barrilete e aquece-o até aos 403 °C.

De seguida, o vapor passa pelo sobreaquecedor secundário, situado sobre o corpo da chama na câmara de combustão, que o aquece até aos 460°C.

O vapor passa ainda pelo sobreaquecedor final, à saída da câmara de combustão, onde a temperatura dos fumos é de cerca de 1100°C, para um último aquecimento, onde fica com uma temperatura final de 530°C.

No entanto, e porque os valores de pressão e temperatura à entrada da turbina de alta pressão têm que ser vigiados, para evitar acidentes que poderiam causar dilatações excessivas da turbina devido a valores de pressão e temperatura superiores aos previstos, e evitar a diminuição do rendimento térmico devido a valores inferiores, existem, os dessobreaquecedores, sistemas de injeção de água a alta pressão, cerca de 200 bar e 191°C, colocados entre os sobreaquecedores.

O primeiro dessobreaquecimento, é realizado com uma injeção de água em cada uma das linhas que transportam o vapor, entre o sobreaquecedor primário e secundário, fazendo com que a temperatura à entrada do sobreaquecedor secundário diminua de 403 °C para 391 °C.

O segundo dessobreaquecimento acontece com a injeção de água entre o sobreaquecedor secundário e o sobreaquecedor final, diminuindo a temperatura à entrada deste em 10 °C, de 460 para 450 °C.

Ainda existe o dessobreaquecimento de emergência, que apenas é feito quando a temperatura à saída da turbina de alta pressão é demasiado elevada, e a injeção de água feita neste caso é denominada de baixa pressão, a 108 bar.

Assim, o aumento de temperatura do vapor entre a saída do barrilete e a entrada do vapor na turbina de alta pressão, é o indicado na Fig. 4-16, onde as setas a vermelho indicam a injeção de água para realização dos dessobreaquecimentos.

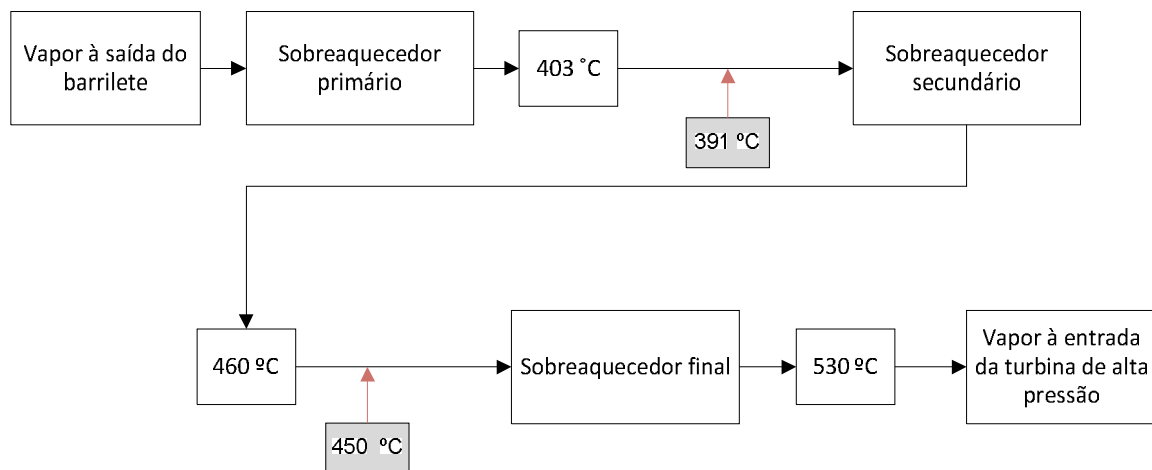


Fig. 4-16 - Efeito na temperatura do vapor devido ao dessobreaquecimento

Depois da passagem pelo sobreaquecedor final, o vapor é entregue à turbina de alta pressão (TAP), para ser expandido, apresentando à entrada desta uma temperatura de 530°C e pressão de 162 bar, fazendo rodar o veio da turbina a uma velocidade de 3000 rpm.

Após expansão do vapor na TAP, e diminuição da temperatura até cerca dos 349°C e 44 bar, este volta à caldeira para ser aquecido novamente no reaquecedor, situado na câmara de convecção, que aumentará a sua temperatura novamente até aos 530 °C.

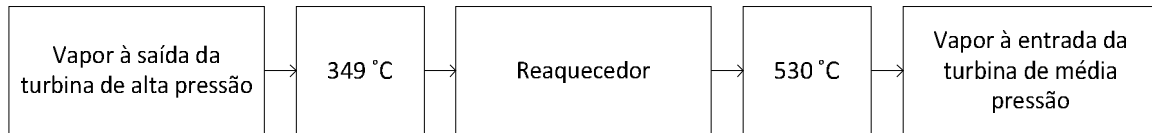


Fig. 4-17 - Temperaturas do vapor entre a saída da turbina de alta pressão e a entrada deste na turbina de média pressão

Após expansão na turbina de média pressão (TMP), o vapor apresenta um caudal de 744 ton/h, temperatura de 246 °C e pressão de 5 bar, e é conduzido para a turbina de baixa pressão (TBP), onde depois de sofrer expansão é condensado.

A Fig. 4-18 é um esquema simplificado que representa as estruturas que contribuem para a produção de vapor, descritas anteriormente.

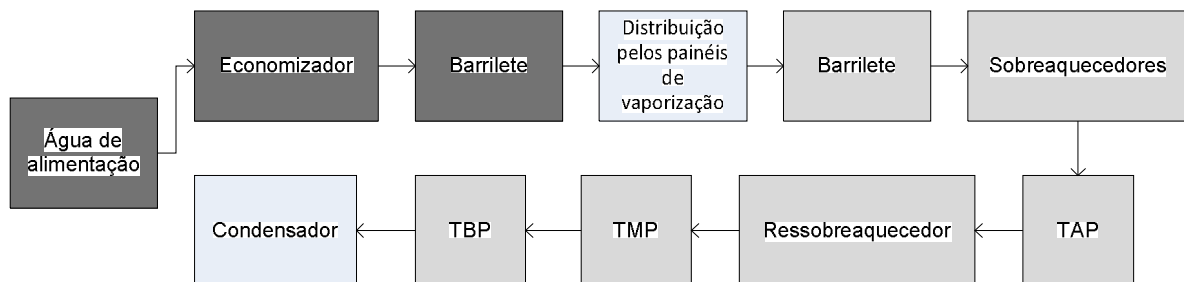


Fig. 4-18 - Produção de vapor

### 4.3.2 Fumos e Precipitador Electrostático

Pelas temperaturas elevadas que apresentam, os fumos são aproveitados por diversos sistemas antes de serem lançados para a atmosfera, tais como os economizadores, os sobreaquecedores, o reaquecedor, e os aquecedores de ar regenerativo.

No fundo da câmara de convecção situa-se o repartidor de fumos, constituído por pás direccionáveis que orientam o fumo, ora para a zona do sobreaquecedor primário e economizador, ora para o reaquecedor.

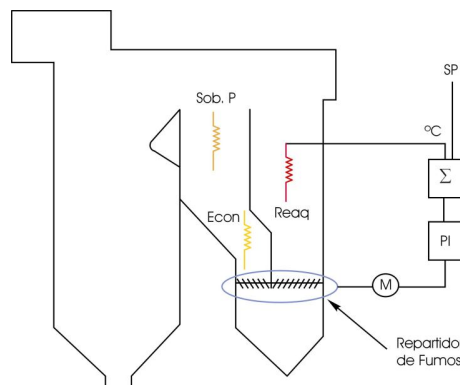


Fig. 4-19 - Localização do repartidor de fumos na caldeira

Estas pás têm um controlador que compara a cada instante, a temperatura à saída do reaquecedor com uma temperatura alvo, de modo a que o erro daí resultante seja convertido num sinal, que actuará num motor que faz rodar as pás, desfasadas em 90°, para que quando um dos lados não faz oposição à passagem dos fumos, o outro faz obstrução total.

Depois da passagem pelos aquecedores de ar regenerativo, que têm a função de aproveitar o calor dos gases de combustão para aquecer o ar secundário e o ar primário, os fumos são obrigados a passar pelo

precipitador electrostático, um sistema de eléctrodos emissores/eléctrodos colectores, que tem a função de reter as cinzas arrastadas com os fumos, antes de serem lançados para a atmosfera.

Este sistema carrega as partículas de cinza com iões negativos do sistema emissor, que depois são atraídas pelas chapas colectoras carregadas positivamente, e desta forma vão sendo acumuladas por camadas.

As cinzas acumuladas são retiradas dos eléctrodos colectores por um sistema de martelos, e recolhidas para serem transportadas por um sistema de ar comprimido, para silos, onde ficam armazenadas para serem vendidas, por exemplo, para a indústria cimenteira.

Os produtos da queima que não seguem com os fumos caem por gravidade no sistema de recolha e remoção de rejeitados existente no fundo da caldeira, que é um tanque de água que arrefece e amortece as escórias, posteriormente transportadas e depositadas no aterro de resíduos da Central.

#### 4.4 Água

A água utilizada na Central provém do rio Tejo e é extraída por 4 bombas existentes numa torre de captação, que pode recolhê-la a três cotas diferentes, consoante o nível do rio. Passando por grelhas, que evitam a entrada de troncos de madeira e outros objectos com dimensões grandes que poderiam prejudicar o sistema, esta água vai sendo bombeada e sofrendo sucessivas filtrações.

Depois das filtrações, a água é armazenada no reservatório de água industrial, dividido em duas células que perfazem um total de 16500 m<sup>3</sup> de capacidade, que tem a função de fornecer água a vários sistemas na Central, nomeadamente à instalação de tratamento de águas (ITA), ao sistema de refrigeração do condensador, ao sistema de combate a incêndios, ao sistema de utilização doméstica, aos jardins, ao edifício técnico-administrativo, para além da água usada na rega das pilhas de carvão e de cinzas para evitar dispersão de poeiras, assim como na pulverização da água nos silos de cinzas.

Um dos caminhos que a água pode seguir depois de convenientemente tratada, é o tanque de compensação, local onde é feita a armazenagem da água proveniente da ITA para o circuito de condensados, que tem a função de repor as perdas de água resultantes do funcionamento das caldeiras e das turbinas.

O circuito de condensados faz a recolha, impulsão e aquecimento da água, desde o *hotwell*, também designado por pote de condensados do condensador principal, até ao tanque de alimentação.

O circuito de água de alimentação, que vai desde o tanque de alimentação até à entrada do economizador, tem a função de recircular a água necessária à caldeira para produção de vapor.

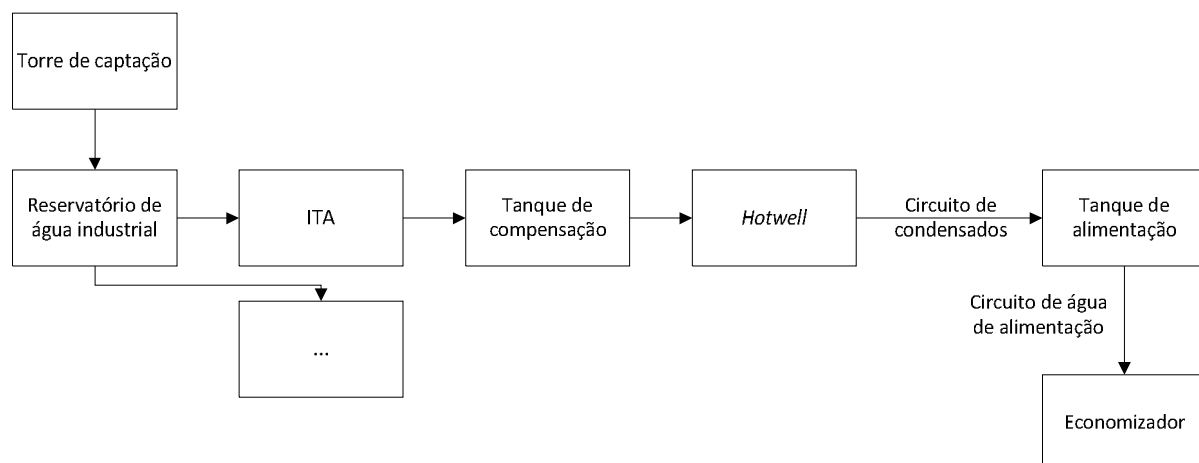


Fig. 4-20 - Circuito de água

##### 4.4.1 Circuito de Condensados

Para fazer o aquecimento da água desde o *hotwell* até ao tanque de água de alimentação, recorre-se ao aproveitamento do vapor seco das extracções feitas às turbinas de baixa e média pressão, por quatro pré-aquecedores de baixa pressão que fazem parte do sistema.

A água de alimentação é obrigada a passar sequencialmente pelos pré-aquecedores de baixa pressão BP1, BP2, BP3 e BP4.

Os pré-aquecedores de baixa pressão são permutadores de calor por superfície, cujas trocas de calor são efectuadas em contra-corrente, entre o vapor seco das extracções feitas às turbinas e a água vinda do *hotwell*.

O primeiro pré-aquecedor, BP1, faz o aquecimento da água vinda do *hotwell* através de quatro extracções de vapor de água seco, realizadas nas turbinas de baixa pressão (duas extracções por turbina), onde a água é aquecida dos  $\pm 28^{\circ}\text{C}$  até aos  $53^{\circ}\text{C}$ .

O segundo aquecimento da água acontece no pré-aquecedor BP2, e a água é aquecida através de duas extracções de vapor de água seco, realizadas nas turbinas de baixa pressão (uma extracção por turbina), aumentando a temperatura da água de  $53^{\circ}\text{C}$  até aos  $89^{\circ}\text{C}$ .

De seguida, a água é aquecida no pré-aquecedor BP3, de  $89^{\circ}\text{C}$  até aos  $120^{\circ}\text{C}$ , através de duas extracções de vapor de água seco, efectuadas nas turbinas de baixa pressão (uma extracção por turbina).

O último pré-aquecimento antes de a água chegar ao tanque de alimentação, é feito no pré-aquecedor BP4, através de uma única extracção de vapor de água reaquecido, na turbina de média pressão, aumentando a temperatura da água de  $120^{\circ}\text{C}$  para  $\pm 153^{\circ}\text{C}$ .

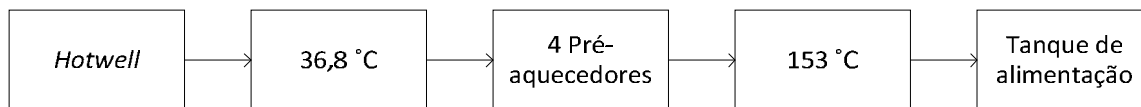


Fig. 4-21 - Aquecimento da água entre o *hotwell* e o tanque de alimentação – circuito dos condensados

#### 4.4.2 Circuito de Água de Alimentação

Como já referido anteriormente, este circuito tem a função de fornecer a água necessária à caldeira para produção de vapor, e é um circuito que vai desde o tanque de alimentação até à entrada do economizador, na caldeira.

O tanque de água de alimentação, com capacidade de armazenar  $210\text{ m}^3$  de água à cota de 40 metros, tem como função fazer o aquecimento de água, para assim a fornecer à caldeira em condições adequadas.

Neste reservatório, a água continua a ser aquecida devido à troca de calor entre uma extracção de vapor sobreaquecido, extracção 5, sendo que o aumento de temperatura no tanque de água de alimentação é da ordem dos  $35^{\circ}\text{C}$ , passando para  $\pm 186^{\circ}\text{C}$ .

Na parte superior do tanque de alimentação encontram-se dois desgaseificadores, equipamentos com a função de remover para a atmosfera gases não condensáveis que se encontrem na água, de modo que a entrada de água no gerador de vapor se faça em segurança.

Depois de desgaseificada, a água é levada por efeito gravítico para a bomba de água de alimentação, para ser impulsionada para o barrilete, situado no topo da caldeira, não sem antes passar por dois pré-aquecedores de alta pressão e pelos economizadores superior e inferior.

Os pré-aquecedores de alta-pressão (AP) têm a função, tal como os de baixa-pressão, de continuar com o aquecimento progressivo da água, que vem sendo feito desde o *hotwell*, sendo que o aquecimento é realizado através da troca de calor, em contracorrente, entre a água uma extracção de vapor seco.

A sexta e penúltima extracção de vapor seco, AP6, efectuada na turbina de média pressão, faz com que a temperatura da água aumente de  $190^{\circ}\text{C}$  para  $228^{\circ}\text{C}$ .

Antes de a água entrar no economizador, acontece a última extracção de vapor sobreaquecido, realizada na turbina de alta pressão, AP7, aumentando a temperatura desta de  $228,4^{\circ}\text{C}$  para  $257^{\circ}\text{C}$ .

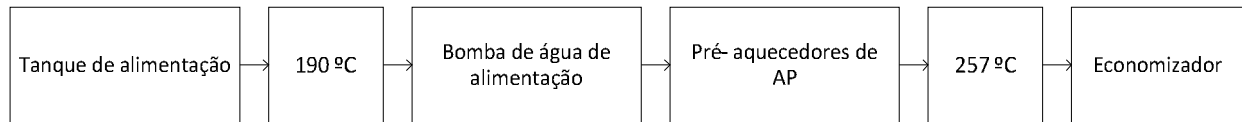


Fig. 4-22 - Circuito de água de alimentação

Os condensados formados nos pré-aquecedores de alta pressão, são armazenados no pote de condensados do pré-aquecedor AP6, e enviados posteriormente para o tanque de alimentação.

Quando os níveis normais de regulação de condensados do pré-aquecedor AP6 e AP7 são ultrapassados, os condensados em excesso são enviados directamente para o condensador.

Se o nível de regulação de condensados dos pré-aquecedores AP6 e AP7 for muito alto, procede-se ao fecho automático das extracções 6 e 7, ao envio do excesso de condensados para o condensador, e por fim, ao encaminhamento da água de alimentação por fora dos pré-aquecedores AP6 e AP7, seguindo a água directamente das bombas de alimentação para o economizador.

#### 4.4.3 Água de Refrigeração

A água de refrigeração circula entre o condensador e a torre de refrigeração, e é introduzida no circuito pela bacia da torre de refrigeração, tendo a função de receber o calor resultante da condensação do vapor no condensador principal.

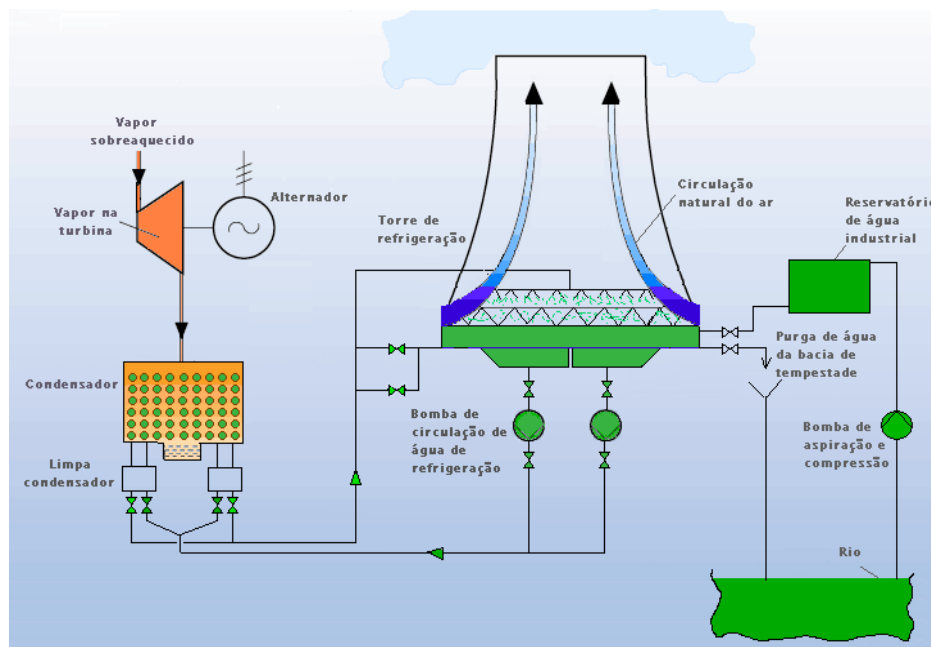


Fig. 4-23 - Circuito de água de refrigeração

O calor recebido é libertado na torre de refrigeração, por contacto com o ar atmosférico frio, e uma parte da água é transportada pelo ar que ascende, sob a forma de gotículas, formando uma nuvem de vapor no cimo da torre de refrigeração.

A água que entra nas bacias das torres de refrigeração, tem como objectivo, para além da refrigeração do condensador, efectuar o arrefecimento de outros pequenos circuitos de refrigeração.



Fig. 4-24 - Torres de refrigeração

#### 4.5 Condensador

Fisicamente o condensador está instalado debaixo da turbina de baixa pressão, perpendicularmente ao eixo desta, sendo a sua estrutura suportada por molas, que atenuam alguns dos esforços transmitidos à turbina e permitem, simultaneamente, a sua dilatação.

O condensador é um permutador de calor por superfície, constituído por tubos rectilíneos agrupados em módulos que se repetem, formando um feixe tubular por onde circula a água de arrefecimento.

O feixe tubular está envolvido por um manto que delimita um espaço de secção rectangular, a câmara de condensação, fechada nos topos pelas placas tubulares que estão acopladas às câmaras de água, estruturas através das quais se processa a alimentação e remoção de água de arrefecimento.

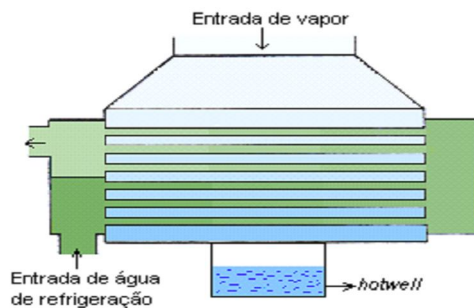


Fig. 4-25 – Esquema do condensador

O feixe tubular é constituído por cerca de 16 000 tubos com um diâmetro exterior de 19-22 mm e espessura entre 1 a 1,2 mm, e as suas extremidades são fixas às respectivas placas tubulares, sendo esta a estrutura por onde circula a água de refrigeração fazendo com que o vapor proveniente da turbina condense sobre a sua superfície exterior, sem mistura de fluidos.

O vapor vindo da turbina condensa sobre a superfície exterior do feixe tubular, por onde circula a água de refrigeração, e é recolhido pelas câmaras de condensação, havendo transferência de calor sem mistura de fluidos. Posteriormente, os condensados são conduzidos para o *hotwell*, ou pote de condensados, e daí introduzidos no circuito de água de alimentação.

Não é só com o vapor proveniente das turbinas de baixa pressão que o condensador comunica, mas também com outros sistemas, como a tubagem de extracção dos pré-aquecedores de baixa e alta pressão, a descarga de emergência dos condensados dos pré-aquecedores de baixa pressão, as purgas de algumas tubagens de extracção de vapor e a tubagem de recirculação de água do condensador.



A condensação do vapor neste sistema é bastante influenciável pelas condições de operação, nomeadamente o vácuo que se consegue no sistema, pois a condensação é tanto melhor, quanto maior for o vácuo do sistema.

Também a estanquicidade dos tubos de permuta, a rigidez das placas tubulares, e a estabilidade mesmo com a presença de vibrações do feixe tubular, são parâmetros importantes para bom funcionamento do condensador.

Para que o condensador tenha um desempenho satisfatório, também é necessário assegurar a sua manutenção para evitar a obstrução de tubulares, que acontece, apesar da água de refrigeração ser filtrada.

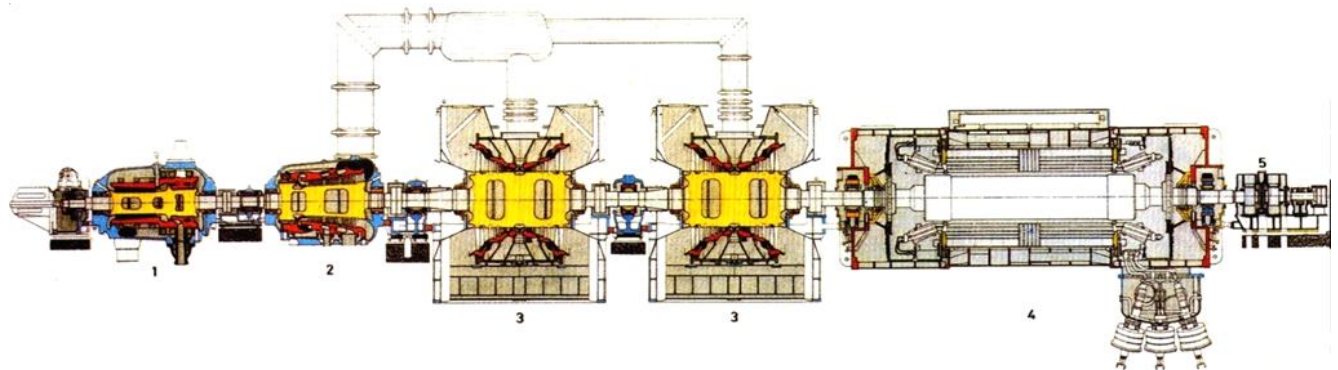
O entupimento dos tubos deve-se maioritariamente a duas causas – existência de impurezas arrastadas com a água de refrigeração, e desenvolvimento de microrganismos no interior dos tubos devido às temperaturas da água relativamente constantes e propícias ao seu desenvolvimento, após o processo de condensação.

Para evitar estas situações, recorre-se a duas técnicas de limpeza dos tubulares, a limpeza química através de injeção de cloro, e a limpeza mecânica, através da injeção de bolas de borracha esponjosa com diâmetro ligeiramente superior ao diâmetro interno dos tubos, misturadas na água de circulação, que, ao percorrerem os tubos, possibilitam a remoção de eventuais incrustações.

## 4.6 Turbinas

As turbinas têm a função de transformar a energia do vapor em energia mecânica, que transmitida ao gerador se transforma em energia eléctrica.

Cada grupo é constituído por quatro turbinas - uma de alta pressão, uma de média pressão e duas de baixa pressão - todas colocadas sobre o mesmo veio, e a este associado um alternador que converte a energia mecânica em energia eléctrica, produzida a 18kV, que é depois transformada em 400 kV, por um transformador principal com a potência nominal de 340 MVA.



1- Turbina de alta pressão 2- Turbina de média pressão 3- Turbina de baixa pressão 4- Alternador

Fig. 4-26 - Esquema das turbinas e do alternador

### 4.6.1 Turbina de Alta Pressão

A turbina de alta pressão (TAP) é do tipo acção-reacção e de fluxo simples - o vapor expande-se ao longo da turbina num só sentido - produzindo energia mecânica devido às expansões de vapor sobreaquecido ao longo das suas pás fixas e móveis.

A entrada do vapor sobreaquecido é feita por quatro válvulas reguladoras, opostas duas a duas para equilíbrio da turbina, para uma zona chamada câmara de acção.



Da câmara de acção, o vapor sobreaquecido a 530 °C e 162 bar, passa por uma roda de impulso que o uniformiza, e o envia para as pás da turbina, onde se expande de forma adiabática e direcção paralela ao eixo, num caudal de 950 ton/h.

O tamanho das pás vai aumentando ao longo da turbina em resposta à perda de pressão que o vapor sobreaquecido vai registando, que depois de expandido sai pela parte inferior da turbina, com perda de pressão e temperatura, sendo enviado por duas linhas para o reaquecedor.

Parte deste vapor, como já referido, é usado para fazer o último pré-aquecimento, no pré-aquecedor de alta pressão AP7, daí que o caudal entre a entrada e a saída da turbina tenha um desfaseamento.

#### 4.6.2 Turbina de Média Pressão

A turbina de média pressão (TMP) é uma turbina do tipo acção e fluxo simples, apresentando dimensões superiores relativamente à turbina anterior, devido à perda de pressão que aconteceu na primeira expansão.

Antes de entrar nesta turbina, o vapor é obrigado a passar pelo reaquecedor, que lhe confere um aumento de temperatura - e não de pressão - de 349°C para 530 °C, e pressão de 44 bar.

O vapor sobreaquecido sai do reaquecedor por uma linha de vapor, e à entrada da turbina de média pressão bifurca-se, injectando um caudal nesta de 861 ton/h.

O caudal de vapor entre a saída e a entrada da turbina de média pressão sofre uma grande diminuição, devido às extracções de vapor realizadas para pré-aquecimento da água de alimentação, tanto pelos pré-aquecedores BP4 e AP6, como pelo tanque de alimentação.

Após expansão na TMP, o vapor sai pela parte superior desta em duas linhas, para os dois corpos da turbina de baixa pressão.

#### 4.6.3 Turbinas de Baixa Pressão

Existem duas turbinas de baixa pressão (TBP), de tipo acção e de duplo fluxo (quando a expansão de vapor acontece em sentidos opostos no interior de cada uma das TBP) que produzem energia mecânica através de expansões adiabáticas do vapor ao longo das suas pás.

O vapor proveniente da turbina de média pressão, que apresenta um caudal de 744 ton/h, temperatura de 246 °C e pressão de 5 bar, comunica com as turbinas de baixa pressão por duas linhas, cada uma a alimentar uma turbina.

Estas turbinas têm dimensões superiores a todas as outras, como seria de esperar, devido à diminuição da pressão do vapor que por lá passa, e debaixo delas encontra-se o condensador, muito pouco tolerante a deslocamentos, e suportado por molas que atenuam alguns esforços.

Pelo facto de ao longo das turbinas de baixa pressão serem efectuadas extracções para o aquecimento da água de alimentação, nos pré-aquecedores de baixa pressão BP1, BP2 e BP3, o caudal à saída destas é substancialmente inferior ao da sua entrada.

Depois de expandido nas TBP, o vapor é conduzido para o condensador, cuja função é condensar o vapor de escape da turbina de baixa pressão, para fornecer água de alimentação à caldeira de forma a reiniciar-se um novo ciclo termodinâmico.

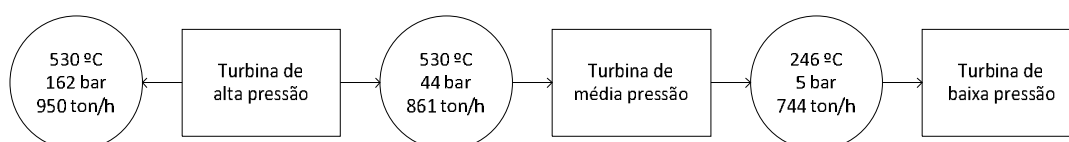


Fig. 4-27 - Valores de caudal, pressão e temperatura do vapor, à entrada das turbinas

## 4.7 Alternador

O alternador, ou gerador, faz a transformação da energia mecânica transmitida pelas turbinas, em energia eléctrica, e cada grupo tem a potência nominal de 314 MW a 3000 rpm, e uma tensão de 18 kV.

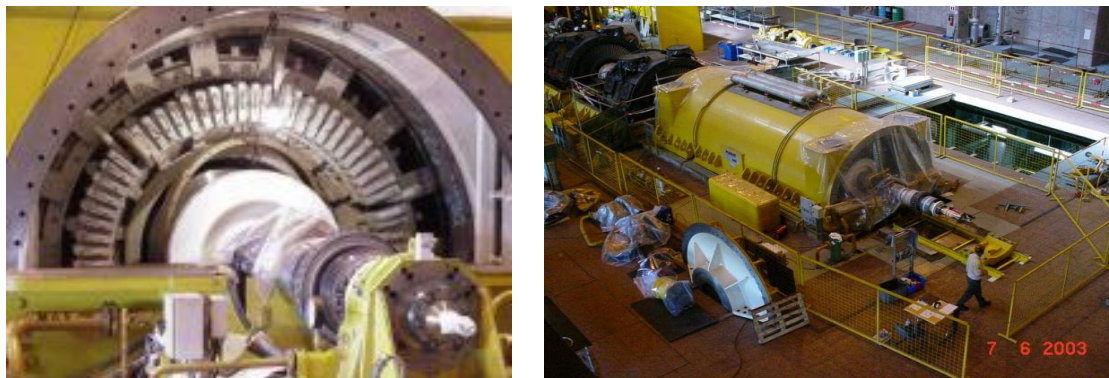


Fig. 4-28 - Vistas do alternador

O alternador funciona de acordo com o princípio de indução electromagnética, onde a corrente eléctrica flui através do rotor criando um campo magnético que induz a movimentação dos electrões nas bobinas do estator, produzindo-se corrente alternada.

A refrigeração do gerador é realizada através da circulação de hidrogénio no interior deste, que recebe o calor das superfícies internas quentes do alternador para o gás, seguindo-se a transmissão desse calor para o circuito fechado de água de refrigeração.

A refrigeração também é feita através de um sistema fechado de água desmineralizada, quimicamente pura, que é bombeada através dos condutores ocos do estator, e o calor recebido por esta água é posteriormente libertado para o circuito fechado de água de refrigeração.

As vantagens da utilização do hidrogénio para arrefecimento, devem-se ao facto deste gás ter uma condutibilidade térmica sete vezes superior à do ar, permitindo que as trocas de calor se realizem mais facilmente.

Outra vantagem prende-se com o facto do atrito entre o ar e o rotor diminuir com a utilização do hidrogénio, uma vez que este apresenta uma densidade 14 vezes menor que a do ar, para além do retardamento do envelhecimento dos isolamentos pelo facto de não haver formação de ozono, e ainda o funcionamento do gerador ser mais silencioso na presença de hidrogénio.

Um perigo na utilização do hidrogénio prende-se com o facto deste em contacto com o ar poder formar uma mistura explosiva, se apresentar valores de hidrogénio entre 5 e 70% e for sujeita a uma temperatura elevada ou ter contacto com uma fonte de ignição.

O uso deste gás neste tipo de instalações requer medidas de segurança muito apertadas, e um elevado nível de estanquicidade, para não haver entradas de ar no circuito do hidrogénio, conseguido por dois anéis com diâmetro ligeiramente superior ao diâmetro do veio, colocados em conjunto com óleo sob pressão na extremidade do alternador.

Quando é necessário realizar manutenção ao alternador, tem que se proceder à degaseificação deste, tendo o cuidado de nunca haver contacto entre o hidrogénio e o ar, o que provocaria risco de explosão.

O dióxido de carbono, sendo um gás incolor, inodoro e incombustível, com uma densidade pouco superior à do ar, vai desempenhar o papel de fazer a mediação entre o hidrogénio e o ar, na situação de manutenção do alternador, fazendo-se a substituição do H<sub>2</sub> por CO<sub>2</sub> e de seguida a expulsão do CO<sub>2</sub> pelo ar.

Quando é preciso tornar a gaseificar o alternador, faz-se a expulsão do ar pelo CO<sub>2</sub>, e a substituição do CO<sub>2</sub> pelo H<sub>2</sub>.

A tensão de 18 kV à saída do gerador é elevada pelo transformador principal até 400 kV, para minimizar as perdas de carga ao longo das linhas de transporte.



Fig. 4-29 - Transformador

Entre o alternador e o transformador principal está instalado um interruptor-seccionador, que tem o objectivo de executar as manobras de entrada ou saída da rede de transporte de energia eléctrica, situações previamente planeadas por despacho da REN, assim como assegurar manobras rápidas e seguras em caso de perturbações, que podem ocorrer em caso de anomalia ou falha na gestão dos equipamentos.

#### **4.8 Controlo da Central**

A Central está dotada de um sistema de automação e controlo que permite fazer quase todas as manobras automaticamente. O funcionamento dos grupos pode ocorrer de dois modos diferentes, o modo turbina líder ou caldeira seguidora e o modo caldeira líder ou turbina seguidora.

##### **Modo Turbina Líder ou Caldeira Seguidora**

O modo de funcionamento turbina líder, ou caldeira seguidora, é o mais utilizado, porque os grupos estão obrigados por contrato com a REN a debitar uma potência de 289 MW, com uma tolerância de  $\pm 5$  MW.

Este modo de funcionamento permite uma resposta rápida face a qualquer alteração de carga no gerador, com a manutenção de uma pressão constante na caldeira.

Como exemplo do modo de funcionamento turbina líder temos a situação de um aumento de potência pedido pela rede, que leva à abertura das válvulas de regulação, implicando um aumento de caudal na caldeira.

Como a pressão na caldeira tem que se manter constante, tal aumento de caudal só é possível através do aumento de velocidade da tela transportadora de carvão dos alimentadores de carvão, de modo conseguir-se queimar mais carvão e assim debitar mais caudal de vapor a passar pelas turbinas, para fazer face ao aumento de potência requerida.

##### **Modo Caldeira Líder ou Turbina Seguidora**

O modo da caldeira líder, ou turbina seguidora, é usado quando o objectivo é manter uma pressão de vapor estável, causando no entanto uma oscilação nos valores de potência debitados pelo alternador.

Um controlador compara a potência pedida com a potência debitada pelo gerador e o erro daí resultante faz actuar o regulador de velocidade do alimentador de carvão provocando um aumento, ou diminuição, da velocidade da tela transportadora, de forma a haver mais ou menos carvão a entrar para a caldeira.

No entanto, dado o valor de potência pedido estar abaixo do pretendido pela rede, o controlador enviará uma ordem para enviar mais carvão para o moinho, de forma aumentar o calor na caldeira e a repor o valor de potência pretendido.

Com o sistema a funcionar em modo caldeira líder verifica-se um desfasamento de tempo entre a ordem enviada pelo controlador e o seu efeito, uma vez que, quando a potência pedida for novamente reposta, há carvão em trânsito que irá provocar mais caudal e mais pressão de vapor, e portanto mais potência do que a pedida.

É por essa razão que é frequente que haja oscilação nos valores de potência debitados pelo alternador, uma vez que o importante neste tipo de mecanismo é manter uma pressão de vapor estável no sistema.

#### 4.9 Controlo de Emissões Gasosas na Central Termoelétrica do Pego

A queima do carvão na Central do Pego origina cinzas volantes, escórias (cinzas de fundo), emissões de CO<sub>2</sub>, dióxido de enxofre, óxidos de azoto e cloreto de hidrogénio.

O Decreto-Lei n.º 178/2003 de 5 de Agosto estabelece limitações às emissões para a atmosfera de certos poluentes provenientes de grandes instalações de combustão, transpondo para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro.

No âmbito desta Directiva, a partir de 1 de Janeiro de 2008 os limites de emissão medidos na chaminé da Central e por grupo, ficarão estabelecidos de forma faseada aos seguintes valores máximos descritos na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Valores máximos de emissão de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e partículas (Tejo Energia 2010)

Valores máximos de emissão	Janeiro 2008	Janeiro 2016
Emissão de SO <sub>2</sub>	400 mg/Nm <sup>3</sup>	400 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissão de NO <sub>x</sub>	500 mg/Nm <sup>3</sup>	200 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissão de Partículas	50 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>

Na sequência do cumprimento desta Directiva 2001/80/CE, a Tejo Energia instalou na Central do Pego uma unidade de dessulfuração (FGD- Flue Gas Desulphurization) para redução dos teores de SO<sub>2</sub> libertados para a atmosfera, uma unidade de desnitrificação (SCR- Selective Catalytic Reduction) para redução das emissões de NO<sub>x</sub>, e melhorou o funcionamento dos precipitadores electrostáticos, para redução de partículas. Estas instalações funcionam desde Julho de 2008 e foram inauguradas em Setembro de 2009, a par do lançamento do projecto KTEJO. Os valores destas emissões são monitorizados em contínuo por analisadores na chaminé, a uma altura de 87,2m e na área circundante à Central, onde existem seis estações de medição, para controlo dos níveis de emissões permitidos por lei.

Com a implementação das unidades de tratamento de gases, os dois grupos da Central ficam em condições de poderem funcionar abaixo dos limites de emissão aplicáveis até Janeiro de 2016, como se pode verificar na Tabela 4-2.

Tabela 4-2 - Valores atingíveis com o investimento realizado (Tejo Energia 2010)

Emissão de SO <sub>2</sub>	< 400 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissão de NO <sub>x</sub>	< 200 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissão de Partículas	20 mg/Nm <sup>3</sup>

As soluções técnicas implementadas na Central, são relativamente standard, havendo uma vasta experiência na sua utilização em países comunitários, nomeadamente em países do norte da Europa. De referir que para a desnitrificação, a solução implementada (SCR- *Selective Catalytic Reduction*), foi pioneira em Portugal (Tejo Energia 2010).

Fisicamente os gases resultantes da queima passam primeiro pela unidade SCR, de seguida pelos precipitadores electrostáticos e no final pela FGD para depois serem expelidos pela chaminé da Central.

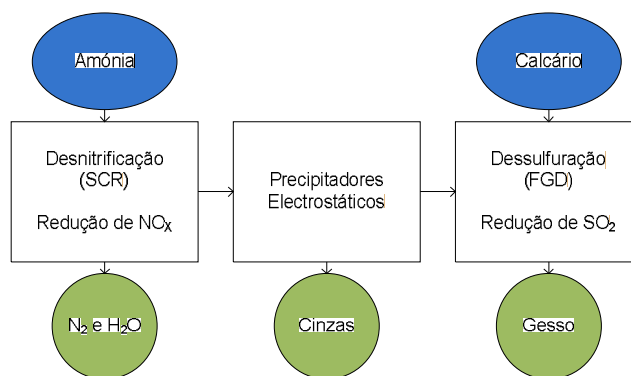


Fig. 4-30 - Esquema das entradas e saídas dos sistemas de tratamento dos gases

#### 4.10 Redução do Teor em Óxidos de Azoto (NO<sub>x</sub>)

O processo de desnitrificação acontece com a injeção de vapor de amónia nos gases da combustão, e posterior passagem por um reactor com catalisador para favorecer a redução dos óxidos de azoto, NO<sub>x</sub>, a azoto e água (Tejo Energia 2010).

A Redução Catalítica Selectiva é a tecnologia utilizada para a redução dos teores de óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) nos gases da combustão na Central do Pego. Neste processo, a reacção entre os NO<sub>x</sub> e a amónia (NH<sub>3</sub>) na forma aquosa num leito catalisador, faz com que se dê a formação de azoto (N<sub>2</sub>) e água (H<sub>2</sub>O) (Tejo Energia 2010).

A SCR é realizada através da injeção de amónia a montante do reactor com catalisador, através de um sistema de injectores, que obtém uma mistura homogénea com os gases. O catalisador é constituído por compostos à base de dióxido de titânio ou pentóxido de vanádio. Com esta tecnologia, obtém-se uma redução de mais de 37% dos teores de NO<sub>x</sub> relativamente às emissões actuais (Tejo Energia 2010).

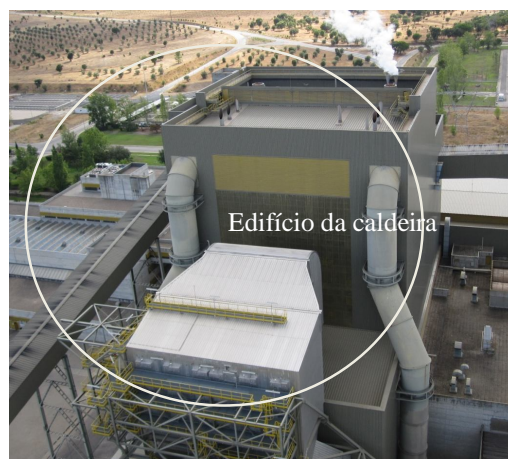


Fig. 4-31 – Unidade de desnitrificação (SCR)

Após passagem pela unidade de desnitrificação, os gases são conduzidos para os precipitadores electrostáticos, que lhes retiram 99,8% das cinzas volantes que não caíram para o fundo da caldeira.

#### 4.11 Redução de Partículas

A Central já possuía um sistema de precipitadores electrostáticos. No entanto, e para melhorar a performance deste, a melhor solução custo/eficácia encontrada foi a modificação do sistema existente de controlo dos precipitadores através da instalação de sistemas rectificadores integrados (SIR), permitindo melhorar a eficiência dos precipitadores existentes e obter valores de partículas abaixo do valor limite de emissão, correspondendo da uma redução de mais 20% em relação às emissões antigas (Tejo Energia 2010).



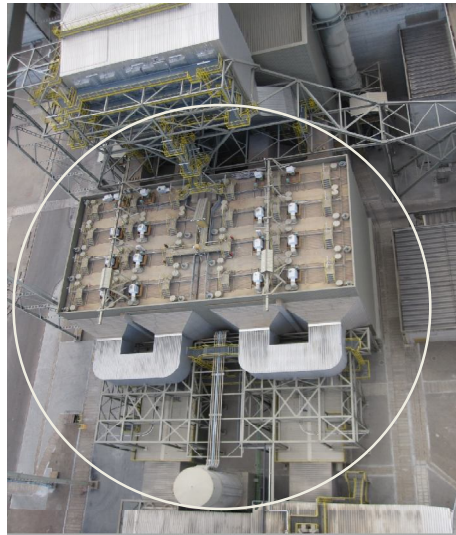


Fig. 4-32 – Precipitador electrostático

Após passagem pelos precipitadores electrostáticos, os gases são conduzidos para a unidade de dessulfuração (FGD).

#### 4.12 Redução do Teor em Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>)

Os gases de combustão dão entrada no absorvedor da unidade FGD. Nesta unidade, pelo método calcário-gesso (via húmida), o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) é removido por reacção com o calcário (CaCO<sub>3</sub>) moído em suspensão aquosa (Tejo Energia 2010).

Este processo consiste na injeção de uma solução de leite de calcário no circuito de fumos, num reactor (absorvedor) equipado com chuveiros apropriados para o efeito. O carbonato de cálcio reagirá com o enxofre presente nos fumos, fixando cerca de 90% do total de SO<sub>2</sub>, originando em contrapartida a produção de gesso (CaSO<sub>4</sub>).

A solução de gesso, sem qualquer perigosidade ambiental e cujas características possibilitarão a sua utilização na produção de cimento ou como material de construção, passa em seguida para uma linha de secagem com posterior armazenamento deste num silo até à sua expedição para venda ou deposição em aterro de resíduos na Central (Tejo Energia 2010).



Fig. 4-33 – Unidade de dessulfuração (FGD)

### 4.13 Efeito dos Sistemas de Tratamento de Gases

A entrada em funcionamento das unidades de dessulfuração e desnitrificação, em Setembro de 2008, levou a uma redução significativa dos níveis de emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> na Central do Pego, comparativamente aos anos anteriores. Para melhor ilustrar esta tendência, os gráficos das figuras seguintes representam este efeito.

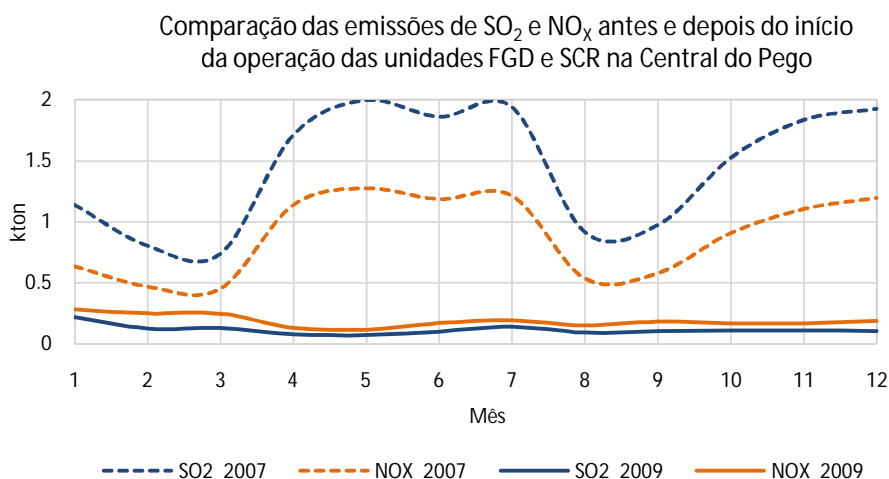


Fig. 4-34 - Comparação das emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> em 2007 e 2009

Com a entrada em funcionamento das unidades de dessulfuração e desnitrificação, a performance da Central do Pego relativamente a emissões poluentes para a atmosfera foi melhorada, uma vez que se verificou uma diminuição significativa das emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> pela chaminé da Central, que actualmente são 0,40 g/kWh e 0,64 g/kWh respectivamente.

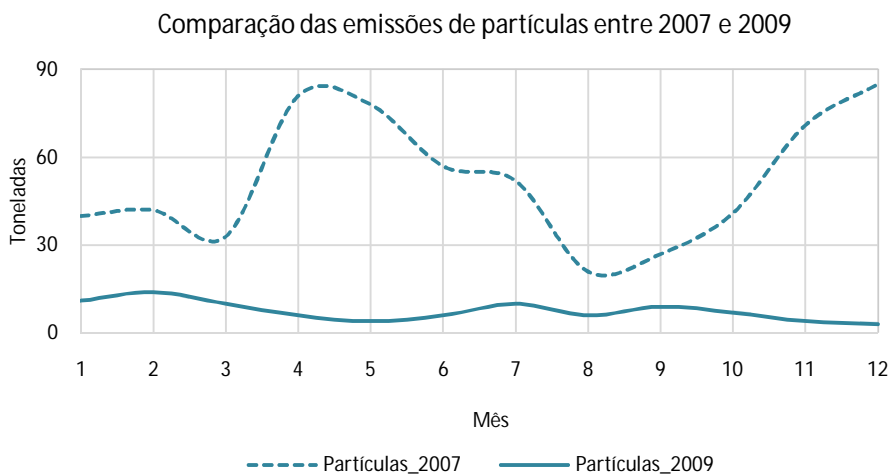


Fig. 4-35 - Emissões de partículas em 2007 e 2009

Também a emissão de partículas foi reduzida com a melhoria da performance dos precipitadores electrostáticos (Fig. 4-35), tendo registado em 2009 um valor médio por electricidade produzida de 0,03 g/kWh.

Como se pode observar pelos gráficos das Figuras 5.5 e 5.6, a entrada em funcionamento das unidades FGD, SCR e a melhoria de funcionamento dos precipitadores electrostáticos permitiram reduzir substancialmente as emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e partículas para a atmosfera e melhorar a performance ambiental da Central do Pego.

## 5. Monitorização da Central

As emissões de GEE resultantes da actividade da Central dependem do tipo de combustível queimado pois a composição dos carvões condiciona a composição do fluxo de gases. A análise dos carvões usados entre 2005 e 2008 figura na Tabela 5-1. Estas determinações são feitas no laboratório da Central e os valores apresentados são as médias anuais de cada parâmetro.

Tabela 5-1 - Análise aos carvões utilizados na Central do Pego entre 2005 e 2008 (como recebido)

Ano	Toneladas de carvão consumidas	PCS <sup>19</sup> [GJ/ton]	PCI <sup>20</sup> [GJ/ton]	Humidade	Cinzas	Materiais voláteis	C	H	S	O
2005	1 757 123	25,883	24,720	10,39	11,65	29,065	65,24	4,08	0,67	6,69
2006	1 669 292	25,816	24,643	11,42	10,83	30,627	64,82	4,24	0,62	7,17
2007	1 375 701	26,092	24,933	10,46	10,96	30,842	65,12	4,23	0,61	7,18
2008	1 360 600	25,974	24,842	10,01	11,46	29,979	64,55	4,15	0,61	7,78
2009	1 214 289	25,883	24,786	9,3	12,39	28,857	63,44	4,06	0,65	8,73

As emissões gasosas de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO e partículas (Fig. 5-2) são medidas em contínuo por analisadores na chaminé. Para além desta monitorização contínua efectua-se anualmente medições *in situ* pontuais dos outros parâmetros: para além de CO<sub>2</sub>, a queima do carvão também origina SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, cinzas volantes, escórias (cinzas de fundo), monóxido de carbono (CO), compostos inorgânicos clorados, compostos inorgânicos fluorados, metais pesados, compostos orgânicos voláteis (COV), presentes nos gases de combustão à saída das chaminés. No âmbito do projecto KTEJO também foi instalado recentemente na chaminé um analisador das emissões de CO<sub>2</sub> (Fig. 5-1).



Fig. 5-1 – Analisador de partículas      Fig. 5-2 – Analisadores de SO<sub>2</sub>, NO, CO e CO<sub>2</sub>

O resultado de uma dessas auditorias é o que se mostra de seguida (Tabela 5-2). As medições foram feitas à capacidade nominal da Central, a uma altura de 215 m na chaminé de diâmetro 5,10 m, através de 12 pontos amostrados. O máximo e mínimo valor destes componentes, resultantes de medidas efectuadas pela Central em Novembro de 2008 e de Julho de 2009 (já depois da entrada em funcionamento das unidades FGD e SCR) estão na Tabela 5-2.

<sup>19</sup> Poder calorífico superior

<sup>20</sup> Poder calorífico inferior



Tabela 5-2 - Caracterização das emissões gasosas – parâmetros do escoamento

<b>Parâmetros do Escoamento</b>	<b>Valor máximo</b>	<b>Valor mínimo</b>
Velocidade (m/s)	25.6	24.3
Pressão absoluta (bar)	1003	995
Temperatura (°C)	105	98
Caudal efectivo (m <sup>3</sup> /h)	1878693	1789859
Caudal PTN (seco) (Nm <sup>3</sup> /h)	1173290	1108808
Teor de CO <sub>2</sub> (%)	14.3	13.2
Teor de oxigénio (O <sub>2</sub> ) (%)	6.1	5
Teor de humidade (%)	13.5	13.2
<b>Composição dos gases de combustão – Resultados</b>		
<b>Monóxido de Carbono (CO)</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	213	7
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	210	7
Emissão [Kg/h]	241	8
<b>Compostos inorgânicos clorados (expressos em Cl-)</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	1.9	1.1
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	1.6	1.1
Emissão [Kg/h]	1.8	1.2
<b>Compostos inorgânicos Fluorados (expressos em F-)</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.08	0.05
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	0.06	0.05
Emissão [Kg/h]	0.06	0.05
<b>Compostos orgânicos voláteis (COV) (expressos em carbono total)</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.7	0.6
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	0.7	0.5
Emissão [Kg/h]	0.8	0.6
<b>Metais Pesados totais</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	<0.2	<0.07
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	<0.2	<0.07
Emissão [Kg/h]	<0.23	<0.08
<b>Metais pesados: Pb total+ Cr total+ Cu total</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	<0.06	<0.03
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	<0.06	<0.03
Emissão [Kg/h]	<0.08	<0.05
<b>Metais pesados: As total+ Ni total</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	<0.04	<0.02
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	<0.04	<0.02
Emissão [Kg/h]	<0.05	<0.02
<b>Metais pesados: Cd total + Hg total</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	<0.04	<0.01
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	<0.04	<0.01
Emissão [Kg/h]	<0.03	<0.01
<b>Metais pesados: Zn total</b>		
Concentração (mg/Nm <sup>3</sup> )	<0.04	<0.01
Concentração 6% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	<0.04	<0.01
Emissão [Kg/h]	<0.05	<0.01

As emissões de CO<sub>2</sub>, apesar de já poderem ser medidas em contínuo pelo analisador de CO<sub>2</sub> instalado na chaminé em Agosto de 2010, são actualmente calculadas na central com base no tipo de carvão queimado.

Na Fig. 5-3 estão evidenciadas as emissões de CO<sub>2</sub> ao longo dos últimos anos. Com a recente instalação do analisador de CO<sub>2</sub> tem-se a oportunidade de comparar os valores reais emitidos com os valores calculados.

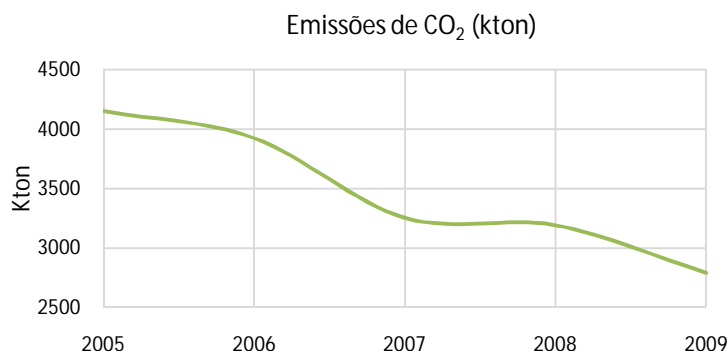


Fig. 5-3 - Variação das emissões de CO<sub>2</sub> na Central do Pego entre 2005 e 2009 (Tejo Energia)

As emissões de CO<sub>2</sub> têm diminuído, facto que é explicado pela diminuição da electricidade produzida na Central, como já explicado no Capítulo 2.

O gráfico da Fig. 5-4 permite ver a tendência em mais detalhe da variação das emissões desde 2005 até Setembro de 2010. Existe uma grande variação inter-anual, e como tal é difícil identificar outra tendência que não seja a diminuição das emissões, como já explicado anteriormente, pelo facto da produção na Central ter vindo a diminuir nos últimos anos devido ao aumento da diversificação do *mix* energético.

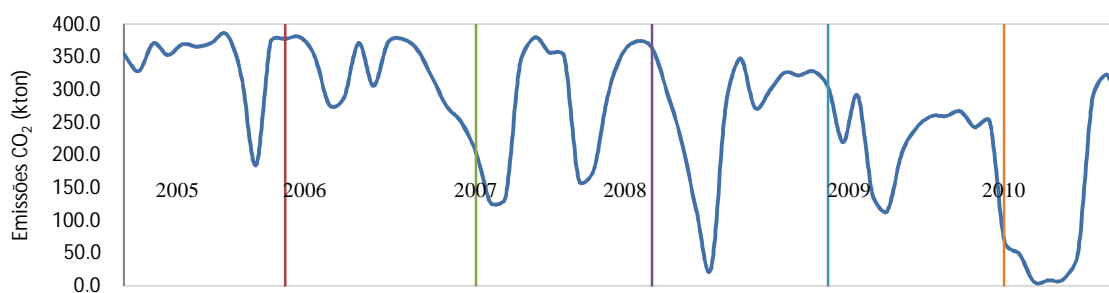


Fig. 5-4 – Variação mensal das emissões de CO<sub>2</sub> entre 2005 e Setembro de 2010 (Tejo Energia)

Na Tabela 5-3 a as emissões de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas e cinzas resultantes da actividade da Central. Resta relembrar que desde 2008 as emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> são tratadas em unidades para esse efeito e por essa razão as suas emissões baixaram bastante, como referido no Capítulo 6.

Tabela 5-3 - Emissões de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas e cinzas entre 2005 e 2009 (Tejo Energia)

Ano	CO <sub>2</sub> <sup>1)</sup> [ton]	SO <sub>2</sub> [ton]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] a 6% de O <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub> [ton]	NO <sub>x</sub> [ton] [mg/Nm <sup>3</sup> ] a 6% de O <sub>2</sub>	Partículas [ton]	Partículas [mg/Nm <sup>3</sup> ] a 6% de O <sub>2</sub>	Cinzas <sup>2)</sup> [ton]
2005	4 185 468	20 674	1337	11 922	756	856	56	189 000
2006	3 956 852	19 429	1314	11 208	751	678	46	168 000
2007	3 266 564	17 351	1237	10 678	750	628	44	140 000
2008	3 217 938	9000	858	6151	565	367	35	152000
2009	2789.404							

1) O CO<sub>2</sub> é proveniente do consumo de carvão, fuelóleo, propano, gasóleo e calcário desde Julho 2008 com a entrada em funcionamento das unidades de dessulfuração e desnitrificação. 2) Excluindo escórias



## 6. Evolução da Produção de Energia Elétrica na Central do Pego

A Central Termoelétrica do Pego não foge à regra, e como se pode observar pela Fig. 6-1 tem tido uma utilização cada vez menor, e as previsões para 2010, 2011 e 2012 são que a produção continue a diminuir devido à incorporação cada vez maior de energias renováveis no parque electroprodutor.

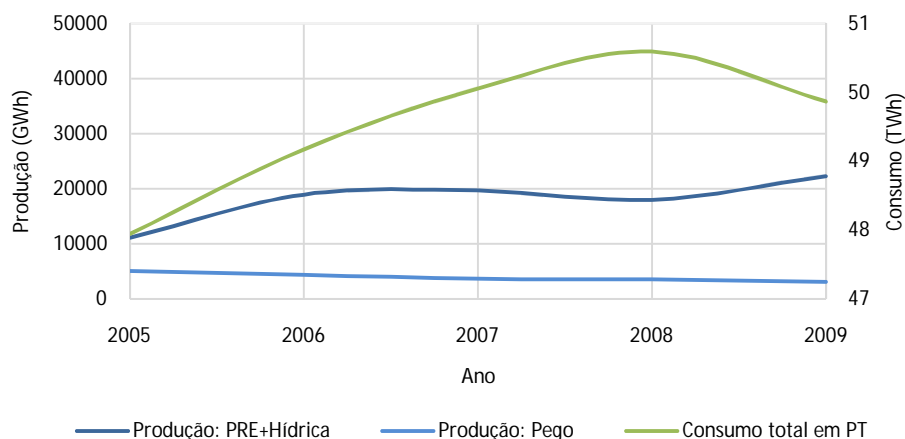


Fig. 6-1 – Comparação da evolução da produção de energia na Central, do consumo e da produção nas barragens e centrais eólicas (Tejo Energia), (REN 2005), (REN 2007), (REN 2009)

A Fig. 6-1 ilustra a tendência de diminuição da produção na Central do Pego por efeito do aumento de energia produzida a partir da PRE e das centrais hidroelétricas.

Pela mesma ordem de ideias, se as previsões de futuro para o sistema electroprodutor português são para o aumento da energia produzida a partir das fontes de energia renováveis, (MEID 2010), pode contar-se que a produção no Pego irá provavelmente ter um regime instável dependente das condições do climatéricas, com a utilização cada vez maior da produção termoelétrica nas horas de picos de consumo, ou quando a produção renovável tiver valores mais baixos.

Em linha de conta com este facto, a figura seguinte permite observar que as previsões do consumo apontam para a diminuição dos valores de carvão queimados na Central.

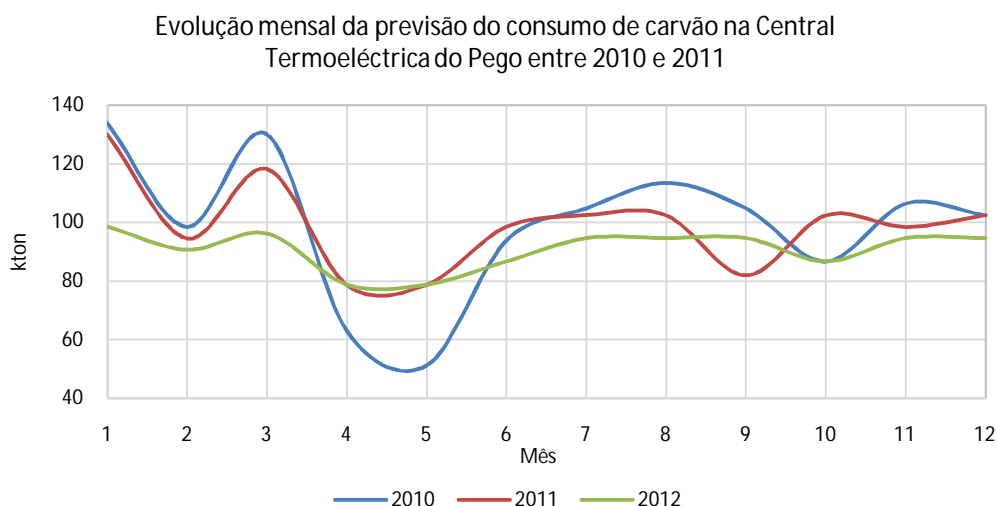


Fig. 6-2 - Previsão do consumo de carvão na Central do Pego entre 2010 e 2011

É ainda relevante referir que nos primeiros seis meses a previsão de consumo do carvão não está a seguir os valores apontados para 2010 devido às condições meteorológicas que se fizeram sentir: grande parte da energia produzida em Portugal foi proveniente da energia hídrica e eólica, (de um total de 38 800 GWh de energia produzida até Setembro de 2010 63,7% foi produzida desta forma (REN

2010a)) e a produção nas centrais termoelétricas ficou aquém do esperado. Na Fig. 6-3 pode ver-se a evolução da energia produzida nos nove primeiros meses do ano na Central do Pego.

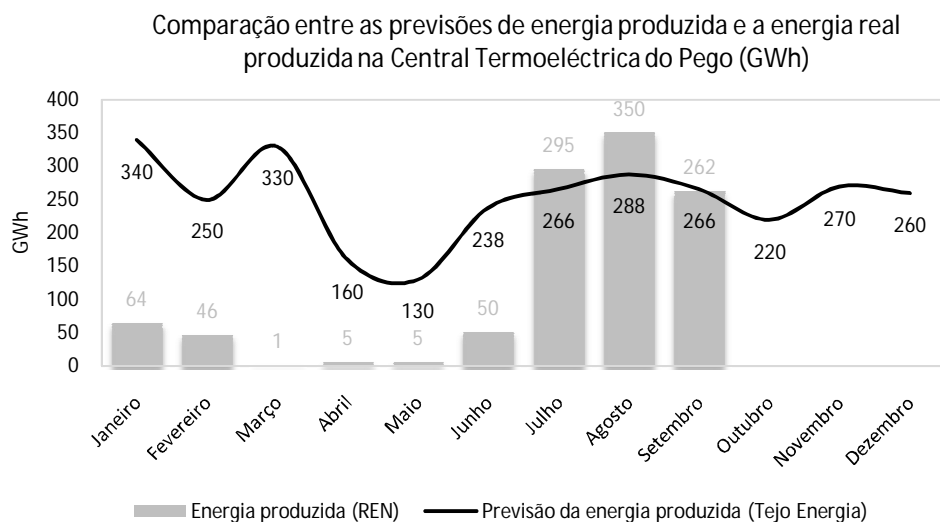


Fig. 6-3 - Previsão da energia produzida na Central do Pego e energia realmente produzida, no 1º semestre de 2010

Apesar de uma central termoelétrica desta envergadura ser projectada para produzir durante alguns anos sem parar, a situação energética actual tem contribuído para que a Central tenha diminuído a sua produção devido à produção elevada nas centrais eólicas e hidroelétricas.

As previsões feitas pela Tejo Energia no final de 2009 relativamente à utilização da Central, ao carvão queimado e às respectivas emissões, podem ser vistas na Tabela 6-1, e apontam para a tendência que ultimamente se tem vindo a verificar da diminuição da produção de energia eléctrica.

Tabela 6-1 – Utilização da central, do consumo de carvão e de CO<sub>2</sub> entre 2010-2014 (Tejo Energia)

2010	2011	2012-2014
Utilização 34%	Utilização 60%	Utilização 55%
670 000 ton de carvão	1 200 000 ton de carvão	1 100 000 ton
1 730 000 ton CO <sub>2</sub> emitidas	2 700 000 ton CO <sub>2</sub> emitidas	2 500 000 ton CO <sub>2</sub> emitidas/ano

A gestão da produção na Central do Pego varia conforme a energia solicitada pela REN. Este organismo envia até às 22:00 horas a produção horária pretendida para as 24 horas do dia seguinte, no entanto, terá sempre que ter em conta o seguinte: se a Central está em funcionamento varia a carga de acordo com o solicitado; se a Central está parada há menos de 8 horas necessita de 2,25 h para sincronizar; se está parada entre 8 e 36 horas necessita de 4 horas para sincronizar; se está parada há mais de 36 horas necessita de 9 horas para sincronizar (Tejo Energia).

Esta instabilidade de previsão da produção conduz a problemas ao nível da gestão da Central, uma vez que o carvão é adquirido com base nas previsões feitas pela REN. Na situação que se viveu no início do ano, a pouca produção levou a um acumular de matéria-prima que conduziu à não aquisição de mais combustível. Ora, quando a situação se modificou nos meses quentes, a Central teve dificuldades em ter carvão disponível para queimar, tendo que se socorrer pela compra de carvão à Central de Sines (Tejo Energia).

Para além de problemas ao nível da disponibilidade de carvão para queimar, uma paragem prolongada aumenta exponencialmente a corrosão de muitos equipamentos, principalmente da caldeira, e obriga à verificação e realização de testes periódicos de modo a garantir o estado de funcionamento quando for necessário arrancar (Tejo Energia)..

Um arranque a frio depois de algum tempo da Central estar parada faz diminuir o tempo de vida útil dos equipamentos pelo desgaste/stress que provoca nos materiais. Note-se ainda que numa situação de ausência de produção de energia para a rede é necessário manter um elevado número de equipamentos

em serviço com o respectivo custo associado à energia que é necessário importar para esse funcionamento (Tejo Energia)..

A Fig. 6-3 ilustra o consumo médio mensal de carvão desde 1996 até Setembro de 2010. De referir que à carga máxima, os dois grupos da Central têm capacidade de queimar cerca de 5200 toneladas por dia.

Os diferentes tons de azul representam o consumo médio mensal de carvão por dia dos anos referidos, e a linha a laranja representa a média destes valores. A linha a amarelo é o consumo médio diário de 2010, sendo que os consumos dos meses de Outubro a Dezembro foram calculados com base nas previsões de consumo da Central feitas em 2009.

De uma forma geral o consumo de carvão é mais baixo nos meses de Inverno e maior nos meses de Verão. De referir ainda que a média entre 1996-2010 variou entre as 3000 e as 5000 toneladas diárias de carvão consumido e que o ano de 2010 ficou muito abaixo destes valores (Fig. 6-4).

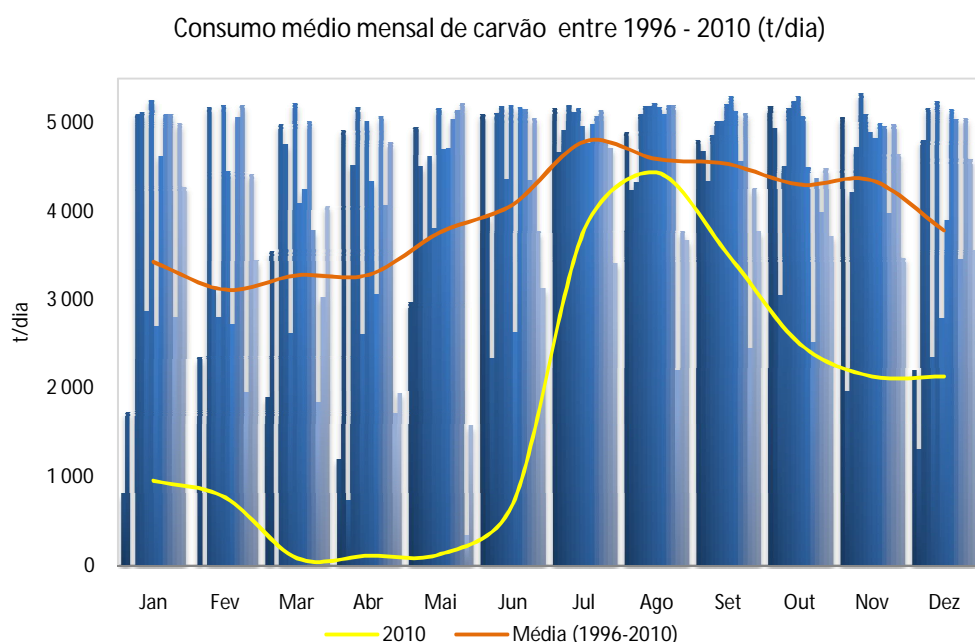


Fig. 6-4 – Consumo médio mensal de carvão na Central do Pego (Tejo Energia 2010)

A Tabela 6-2 apresenta dados relativos à produção de energia eléctrica na Central do Pego entre 2005 e 2009, nomeadamente o peso da energia produzida na Central no panorama energético, o carvão consumido ao longo dos anos, as emissões de CO<sub>2</sub> resultantes da sua actividade, e as emissões em g/kWh de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, HCl e partículas.

Tabela 6-2 – Dados relativos à produção de energia na Central do Pego (REN 2005, 2007, 2009 e , Tejo Energia)

		2005	2006	2007	2008	2009
Consumo Energético em Portugal [GWh]		47 940	49 174	50 059	50 574	49 865
Electricidade Produzida pela Central do Pego [GWh]		5066	4376	3615	3498	3073
Peso da energia produzida na Central do Pego no contexto do SEP (%)		11%	9%	7%	7%	6%
Carvão consumido [kton]		1757,1	1669,3	1357,7	1360,6	1108,1
Emissões de CO <sub>2</sub> [kton]		4155,5	3926	3252,4	3190,9	2789,4
Emissões por electricidade produzida (g/kWh)	CO <sub>2</sub> <sup>2)</sup>	826	838	837	844	840
	SO <sub>2</sub> <sup>3)</sup>	4,08	4,11	4,45	2,36	0,4
	NO <sub>2</sub> <sup>3)</sup>	2,35	2,37	2,74	1,61	0,65
	HCl <sup>2)</sup>	0,02	0,08	0,08	0,06	?
	Partículas <sup>3)</sup>	0,17	0,14	0,16	0,1	0,03

1) Aumento do consumo de auxiliares associado à entrada em funcionamento das instalações de desnitrificação e dessulfuração; 2) Calculados a partir de análises ao carvão; 3) Valores medidos por equipamentos. Inclui alguns valores estimados.



## 7. Captura de CO<sub>2</sub> na Central Termoelétrica do Pego

### 7.1 Introdução ao CCS

Este capítulo pretende responder a algumas questões relacionadas com a possível implementação de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> na Central termoelétrica do Pego, nomeadamente identificando a melhor tecnologia de captura que se adaptará às condições de funcionamento da Central.

Como já referido no Capítulo 2 a redução das emissões de dióxido de carbono pode ser realizada recorrendo ao aumento da eficiência energética, à substituição de combustíveis com elevado teor em carbono por outros como a biomassa ou o gás natural que têm menos carbono na sua composição, ao uso de fontes renováveis de energia para substituição e ao CCS.

Este conceito começou na indústria de extracção de petróleo nos anos 70, na medida em que o CO<sub>2</sub> começou a ser injectado em profundidade para actividades de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR). Esta é uma técnica que permite aumentar a extracção de petróleo ou de gás de campos praticamente esgotados e como tal tem grande interesse económico em países com exploração de recursos fósseis.

O CCS é então uma cadeia de processos onde o CO<sub>2</sub> libertado por fontes industriais é capturado e comprimido de modo a ficar em condições ideais para ser transportado por gasoduto, barco ou transporte terrestre até um local apropriado, onde é armazenado geologicamente em reservatórios de hidrocarbonetos já não explorados, em aquíferos salinos, ou usado em actividades de recuperação avançada de hidrocarbonetos (EOR e EGR).

Na Tabela 7-1 apresentam-se algumas datas importantes na evolução do CCS.

Tabela 7-1 - Marcos históricos e previsões para o futuro do CCS. Adaptado de (ZEP 2010a).

Anos 20	Primeira aplicação da separação industrial do CO <sub>2</sub>
1972	Primeira injeção de CO <sub>2</sub> num campo petrolífero no Texas, EUA, em actividades de EOR
1986	O conceito CCS foi apresentado pela primeira vez por investigadores Noruegueses do SINTEF, que propuseram a aplicação do CCS em centrais a gás.
1992	A UE começou a financiar projectos de investigação nesta área
1996	Ano em que se iniciou o primeiro projecto de larga escala de armazenamento geológico de CO <sub>2</sub> no Mar do Norte, armazenando 1 milhão de toneladas de CO <sub>2</sub> anualmente. O CO <sub>2</sub> armazenado é proveniente da separação de gás natural do campo de Sleipner, e injectado num aquífero salino a 800m de profundidade.
1997	No âmbito do protocolo de Quioto, os líderes mundiais reconheceram o potencial do CCS para diminuição das emissões de CO <sub>2</sub> , mas nenhum incentivo foi dado no acordo final
2000	Foi lançado o projecto Weyburn no Canadá, que é o mais completo projecto nesta área, incluindo a captura de 1 milhão de toneladas de CO <sub>2</sub> anuais de uma central de gasificação, o transporte através de gasoduto, e a injeção e armazenamento do CO <sub>2</sub> num campo petrolífero, contribuindo para o EOR
2005	A UE formou a <i>Zero Emissions Platform</i> (ZEP), como uma forma de contribuir para o desenvolvimento do CCS na Europa, com o objectivo de em 2020 as emissões de CO <sub>2</sub> das centrais termoelétricas na Europa sejam quase nulas.
2006	A ZEP recomenda a implementação urgente de 10 a 12 projectos de demonstração de CCS em larga escala.
2007	Os chefes de estado da UE acordam a implementação de 12 projectos de CCS de larga escala operacionais em 2015, pois reconhecem que o CCS tem que fazer parte do portfólio de opções de combate ao aumento dos GEE para a atmosfera.
2008	Os líderes do G8 reconhecem o papel fundamental do CCS no combate às alterações climáticas, e recomendam que em 2010, existam 20 projectos de demonstração do CCS a decorrer. A Austrália torna-se no primeiro país a estabelecer um quadro legislativo para o CCS
2009	Aprovados 6 projectos europeus na área do CCS que fazem parte do EEPR, que vão ser implementados na Alemanha, Holanda, Itália Polónia, Reino Unido e Espanha. Em Portugal, lançamento do projecto KTEJO, que visa estudar a possibilidade de aplicação do CCS na Central Termoelétrica do Pego, e do projecto COMET, que visa o estudo de uma estrutura integrada de transporte de CO <sub>2</sub> entre Portugal, Espanha e Marrocos.
2011	Prazo para a transposição da directiva do armazenamento geológico do CO <sub>2</sub> nos países da EU.
2015	10 a 12 projectos de demonstração estarão em funcionamento.
2030	Data até à qual as emissões de CO <sub>2</sub> equivalente devem ser reduzidas em 50 % para evitar que o aumento global da temperatura da terra não ultrapasse os 2°C. 80 a 120 projectos comerciais de CSS devem estar operacionais na Europa, evitando 400 milhões de toneladas de CO <sub>2</sub> por ano, que representam uma redução de 20% das emissões da EU.
2050	O G8 deverá ter reduzido as suas emissões de CO <sub>2</sub> em 80% relativamente aos valores de 1990.



Segundo o Global CCS Institute, em Abril de 2010 existiam 238 projectos planeados envolvendo a captura, transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub>. Destes, 80 são projectos integrados<sup>21</sup> de larga-escala onde toda a cadeia CCS vai ser demonstrada: 9 já estão operacionais, dois em construção e 69 na fase de planeamento. Dos 80 projectos, 44 são no sector da produção de energia eléctrica e destes 44, 25 projectos são europeus (ZEP 2010c).



Fig. 7-1 – Panorama mundial dos projectos CCS (ZEP 2010c)

Em centrais em operação como a Central Termoelétrica do Pego é necessário seleccionar a tecnologia de captura que mais se adequa aos equipamentos existentes, isto é, será necessário fazer o *retrofitting* da Central tendo em conta as condições de operação desta.

Consoante as condições de operação de pressão e temperatura as centrais podem ser classificadas em três tipos (Tabela 7-2).

Tabela 7-2 - Condições de operação das centrais a carvão pulverizado – valores aproximados (Bohm 2006)

Ciclo de vapor	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Eficiência (%)
Sub-crítica (SubC)	165	540	36-38
Supercrítica (SC)	241	565	39-41
Ultra-supercrítica (USC)	310	595	43-45

As centrais mais modernas estão praticamente todas dotadas de sistemas SC ou USC, mais eficientes do que o sistema antigo SubC. Pelas características que apresenta, a Central Termoelétrica do Pego, com uma potência de 628 MW, eficiência de cerca de 37%, pressões de funcionamento na ordem dos 162 bar, e temperaturas à saída da TAP de 530 °C, poderá ser considerada *sub-crítica*.

Com base nesta realidade, pretende-se avaliar se será viável capturar o CO<sub>2</sub> proveniente do processo industrial de queima do carvão na Central Termoelétrica do Pego, e quais as melhores opções em termos de tecnologia de captura se adaptam a este propósito. No final deste capítulo, e depois de apresentadas as diferentes opções possíveis de *retrofitting*, pretende-se indicar a(s) tecnologia(s) de captura que melhor se adapta(m) à captura do CO<sub>2</sub> nesta central.

## 7.2 Tecnologias de captura de CO<sub>2</sub>

Existem três tipos de tecnologias de captura do CO<sub>2</sub> aplicáveis a centrais de produção de electricidade que estão actualmente a ser estudadas um pouco por todo o mundo – pós-combustão, oxi-combustão e pré-combustão.

No processo de captura de CO<sub>2</sub> por pós-combustão o CO<sub>2</sub> é separado dos gases de combustão após a queima do combustível na presença de ar. Numa primeira fase existe a produção de electricidade a

<sup>21</sup> Projectos integrados englobam toda a cadeia CCS: a captura, o transporte e o armazenamento do CO<sub>2</sub>.

partir da queima de um combustível, e de seguida a separação do CO<sub>2</sub> dos gases de combustão resultantes, que tipicamente apresenta valores de concentração nos gases de 10-15% (V/V).

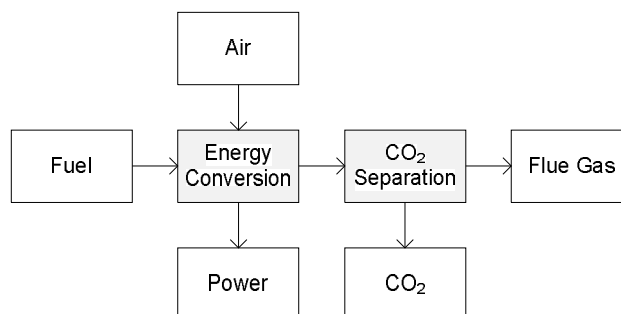


Fig. 7-2 – Pós-combustão (Feron e Hendriks 2005a)

Na oxí-combustão o combustível é queimado na presença de O<sub>2</sub> puro e gases reciclados, resultando um fluxo de gases compostos apenas por CO<sub>2</sub> puro e H<sub>2</sub>O.

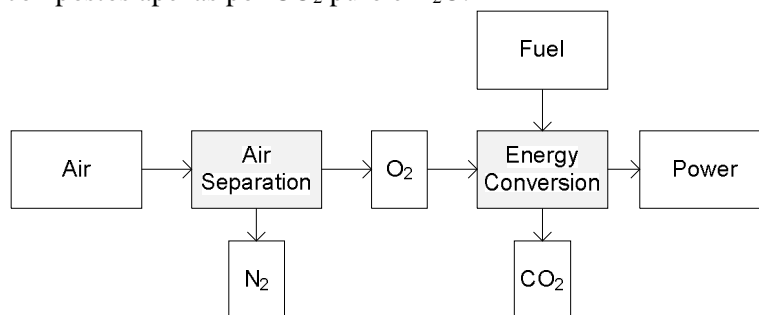


Fig. 7-3 – Oxí-combustão (Feron e Hendriks 2005a)

Esta tecnologia permite aumentar a concentração de CO<sub>2</sub> nos gases de combustão para cerca de 90-95%, sendo por isso mais fácil recuperá-lo para compressão e transporte até aos locais apropriados de armazenamento (Feron e Hendriks 2005a).

A captura de CO<sub>2</sub> por pré-combustão é um processo através do qual o combustível é primeiro gasificado, produzindo-se uma mistura CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, do qual o CO<sub>2</sub> pode ser recuperado e o H<sub>2</sub> aproveitado para produzir energia.

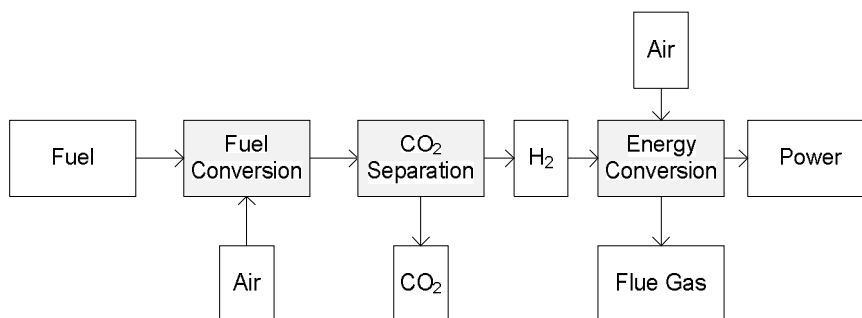


Fig. 7-4 – Pré-combustão (Feron e Hendriks 2005a)

Um sistema de captura pode representar 70 a 80% (DOE 2007a) (IEA GHG 2007a) dos custos totais da cadeia do CCS que engloba a captura, o transporte e o armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> libertado por fontes industriais, e significar um aumento do consumo de água na ordem dos 116% (DOE/NETL 2007a).

Um dos objectivos deste trabalho consiste na selecção da tecnologia de captura do CO<sub>2</sub> mais apropriada para aplicação na Central Termoelétrica do Pego, e como tal, os capítulos seguintes irão

incidir neste tema. Resta no entanto clarificar que a aplicação de uma tecnologia de captura não depende só da disponibilidade desta: as características de funcionamento da Central, o contexto em que ela está introduzida no panorama energético, assim como a aceitação pública são factores determinantes para a aplicação de um sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

### 7.2.1 Captura por Pós-Combustão

O processo convencional de produção de energia numa central termoelétrica gera um fluxo de gases com concentrações de CO<sub>2</sub> a rondar os 10 a 15% (v/v) e pressão de cerca de 1 bar (Lecomte, Broutin e Lebas 2010), (IPCC 2005), (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

O CO<sub>2</sub> pode ser capturado desta mistura por absorção em solventes químicos, físicos ou mistos, adsorção em sólidos, separação por membranas ou separação criogénica, assim como por outras técnicas em desenvolvimento, como o recurso a sistemas biológicos de algas e enzimas especializadas para o efeito (Lecomte, Broutin e Lebas 2010).

Tabela 7-3 - Métodos de captura do CO<sub>2</sub> por pós-combustão. Adaptado de (Lecomte, Broutin e Lebas 2010) e (IPCC 2005)

Absorção por solventes	<p><i>Químicos</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recorrendo a compostos à base de aminas e <i>ammonia</i>, esta é a técnica que oferece actualmente maiores possibilidades de aplicação a médio/curto prazo.</li> <li>- É uma técnica que tem mais sucesso no tratamento de fluxos gasosos com baixa concentração do CO<sub>2</sub> e quando se pretende um fluxo com elevada pureza.</li> </ul> <p><i>Físicos</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Um solvente físico absorve o CO<sub>2</sub> sem a ocorrência de reacção química</li> <li>- Dissolvem num líquido os compostos presentes no gás sem ocorrência de reacção química. A regeneração é feita apenas pela variação de pressão, mais económica.</li> <li>- As condições de operação de um sistema convencional de queima, (baixa concentração do CO<sub>2</sub>, pressão dos gases baixa, e temperaturas de cerca de 50°C) não são muito favoráveis à utilização deste tipo de solventes para captura.</li> <li>- São mais adequados ao tratamento de fluxos gasosos com elevada concentração e pressão parcial de CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Actualmente, não são considerados competitivos para o CCS porque teriam que se usar quantidades significativas de solvente, e não se atingiria mais que 90% de captura.</li> </ul> <p><i>Mistos</i></p> <p>Os solventes mistos associam um solvente químico e um solvente físico. Não são usados para a escala de captura do CCS pretendida.</p>
Adsorção	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O CO<sub>2</sub> não apresenta pressão parcial suficientemente grande para que este método de captura tenha sucesso, assim como a temperatura dos gases de combustão é demasiado elevada - a quantidade de CO<sub>2</sub> recuperado por esta técnica é tanto maior quanto menor a temperatura dos gases, e maior a pressão parcial do gás a capturar.</li> <li>- Os materiais actualmente disponíveis para realizar esta separação, não são suficientemente eficazes, sendo até mais selectivos para capturar a água e o azoto presente nos gases, e as necessidades energéticas são comparáveis às da absorção por solventes químicos.</li> <li>- Estão em desenvolvimento outros compostos que a longo prazo poderão ser eficazes para a captura do CO<sub>2</sub> por adsorção, os MOF- <i>Metal Organic Frameworks</i>, mas actualmente, esta não é uma técnica suficientemente desenvolvida para aplicação a curto/médio prazo.</li> </ul>
Membranas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uma vez que a separação depende, principalmente, da pressão parcial e da concentração do CO<sub>2</sub> nos gases de combustão; os baixos valores apresentados destes dois parâmetros, dificulta esta tarefa, pela pouca 'força' para que a separação aconteça.</li> <li>- As membranas disponíveis actualmente para comercialização resultam em maiores <i>penalties</i> energéticas e menores taxas de absorção, quando comparadas com um processo de absorção química.</li> </ul>
Separação criogénica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A captura consiste na anti-sublimação (à pressão atmosférica) do CO<sub>2</sub>, transformando-o directamente da fase gasosa para a fase sólida, numa superfície com temperatura abaixo dos -78,5°C.</li> <li>- Os custos associados à separação dos compostos através da diminuição da sua temperatura, não são viáveis para a captura do CO<sub>2</sub> devido aos enormes gastos energéticos</li> </ul>

Estudos têm vindo a comprovar que a melhor tecnologia para capturar o CO<sub>2</sub> a curto/médio prazo é pela absorção química, pois é esta que apresenta maior maturidade, que oferece maior eficiência, maior fiabilidade, assim como maior selectividade, menor gasto energético e menores custos, quando comparados com as restantes técnicas de captura por pós-combustão (MIT 2007), (Blomen 2009), (H. Herzog 2009b).

Esta tecnologia é desenvolvida por várias empresas estando numa fase considerável de maturação, de tal forma que já existem centrais de demonstração da tecnologia de considerável escala, onde estão a testar e afinar o processo de absorção química do CO<sub>2</sub> para aplicação a curto prazo. Nos pontos seguintes apresentam-se as tecnologias de pós-combustão relevantes no contexto actual para aplicação a curto/médio prazo, assim como uma análise que permite tecer considerações quanto à tecnologia que eventualmente se poderá aplicar na Central em estudo.

### 7.2.2 Captura do CO<sub>2</sub> por Absorção Química

Fisicamente a unidade de captura do CO<sub>2</sub> é posicionada após a passagem dos gases de combustão pelos precipitadores electrostáticos (ESP), pelas unidades de redução de SO<sub>2</sub>, *Flue Gas Desulphurisation* (FGD) e de NO<sub>x</sub>, *Selective Catalytic Reduction* (SCR), prevenindo-se desta forma a passagem de contaminantes que possam interferir com o sistema de captura, Fig. 7-5 (Bohm 2006).

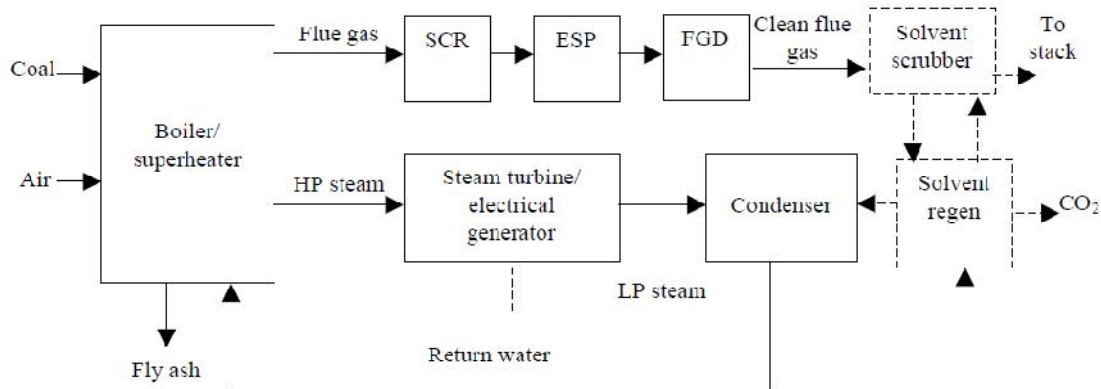


Fig. 7-5 - Esquema simplificado de uma central a carvão com uma unidade de pós-combustão para captura de CO<sub>2</sub> (Bohm 2006)

Na captura por absorção química os gases resultantes da queima do combustível entram em contacto em altas colunas de absorção com um solvente líquido selectivo para o CO<sub>2</sub>, que o dissolve e o transporta para outra coluna, a de regeneração, onde acontece a libertação do fluxo de CO<sub>2</sub> por acção do aumento da temperatura (H. Herzog 2009b) . O calor necessário para promover este aumento de temperatura é retirado da central sob a forma de vapor a idealmente 140°C e 3,6 bar (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009).

Na queima convencional do carvão numa central como a do Pego, a captura do CO<sub>2</sub> por pós-combustão enfrenta desafios significativos, pois um grande volume de gases de combustão são produzidos, e a concentração de CO<sub>2</sub> nos gases é relativamente baixa, cerca de 13% (v/v) (DOE/NETL 2010).

A escolha do solvente deve ter em atenção um conjunto de factores determinantes para o sucesso da captura, nomeadamente a sua selectividade para o CO<sub>2</sub>, a taxa de reacção, as necessidades energéticas para se proporcionarem as reacções químicas de absorção e desabsorção, a sua taxa de degradação e a tendência para a formação de novos subprodutos que podem comprometer a captura (Bailey e Feron 2005).

Apesar da captura de CO<sub>2</sub> por solventes ser actualmente a tecnologia líder, existe uma grande *penalização* energética associada ao funcionamento da unidade de captura: os custos com a electricidade extra para fazer funcionar esta unidade são variáveis consoante as fontes, mas no geral podem aumentar em mais 50% as necessidades energéticas de uma central, assim como diminuir a sua eficiência em cerca de 10%.

É previsível que a performance dos sistemas de captura melhore com o tempo, devido à crescente inovação e desenvolvimento, e segundo estudo de (P. Feron 2005b), as tendências esperadas são as apresentadas na Tabela 7-4.

Tabela 7-4 – Evolução expectável dos sistemas de captura por pós-combustão (P. Feron 2005b)

Ano	1995	2005	2015
Eficiência da central	40 %	45 %	50 %
Emissões CO <sub>2</sub> numa central sem sistema de captura	900 kg CO <sub>2</sub> /MWh	800 kg CO <sub>2</sub> /MWh	720 kg CO <sub>2</sub> /MWh
Perdas eléctricas devido à unidade de captura do CO <sub>2</sub>	0,446 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0,306 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0,196 kWh/kg CO <sub>2</sub>
Eficiência da central com uma taxa de captura do CO <sub>2</sub> de 90%	25,5 % (Menos 14,5%)	35,1% (Menos 9,9%)	43,6% (Menos 6,4%)
Emissões numa central com um sistema para capturar 90% do CO <sub>2</sub> contido nos gases de combustão	141 kg CO <sub>2</sub> /MWh	103 kg CO <sub>2</sub> /MWh	82 kg CO <sub>2</sub> /MWh

As previsões indicam que a penalização na eficiência relacionada com o funcionamento da unidade de captura irá diminuir com o tempo, passando dos 14,5% em 1995, para 6,4% em 2015 (P. Feron 2005b), assim como as necessidades energéticas relacionadas com a mesma.

O princípio de funcionamento da captura por pós-combustão baseia-se na reversibilidade das reacções químicas, afectadas pelas diferentes temperaturas de operação, e os solventes mais testados actualmente são aqueles à base de aminas - solventes aquosos alcalinos, que reagem com o CO<sub>2</sub>, um ácido, através de uma reacção típica ácido-base - ou aqueles à base de amónia (H. Herzog 2009a).

Nos pontos a) e b) são apresentadas as duas tecnologias actualmente mais testadas para capturar o CO<sub>2</sub>, captura por solventes à base de aminas ou de amónia que podem ser aplicadas a curto prazo nesta central.

#### a) Captura de CO<sub>2</sub> por solventes à base de aminas

As aminas são compostos químicos orgânicos solúveis em água, que têm átomos de azoto reagindo rapidamente, selectivamente e reversivelmente com o CO<sub>2</sub>, comportando-se como bases. São compostos relativamente baratos que se degradam facilmente na presença de oxigénio e enxofre (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

As aminas estão disponíveis em três formas: aminas primárias (*monoethanolamine-MEA*; *diglycolamine- DGA*), aminas secundárias (*diethanolamine- DEA*; *diisopropanolamine- DIPA*) e aminas terciárias (*methyldiethanolamine- MDEA*; *triethanolamine- TEA*) (Bailey e Feron 2005).

A MEA é o tipo de aminas mais usado para capturar CO<sub>2</sub> porque tem taxas de reacção maiores, quando comparadas com as aminas secundárias ou terciárias, parâmetro importante na selecção do solvente, uma vez que os custos de capital diminuem quando as taxas de absorção aumentam.

A absorção de CO<sub>2</sub> usando solventes químicos como as aminas é uma técnica com alguma maturidade usada desde os anos 30 na separação deste de fluxos de gás natural, e na produção de CO<sub>2</sub> que possa ser usado na alimentação (DOE/NETL 2010). Hoje em dia é também uma técnica aplicada em indústrias químicas, mas para remoção de grandes quantidades de CO<sub>2</sub> de fluxos gasosos provenientes de centrais de produção de electricidade está a dar os seus primeiros passos.

Para aplicação de solventes à base de aminas no CCS, tem-se procurado melhorar o processo para aumentar a sua selectividade para o CO<sub>2</sub>, e foram incorporados inibidores, que têm o papel de reduzir a degradação do solvente e a corrosão dos equipamentos do sistema de captura (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

#### Funcionamento do sistema de captura

Geralmente a concentração típica das aminas em solução é de 20-30% por volume, sendo o resto preenchido por água. Esta quantidade de água ajuda a controlar a temperatura do solvente, assim como a sua viscosidade e a corrosão durante a absorção, que é exotérmica (DOE/NETL 2010).

O princípio básico de captura do CO<sub>2</sub> recorrendo ao uso de aminas em pós-combustão pode ser descrito pelo esquema da Fig. 7-6.

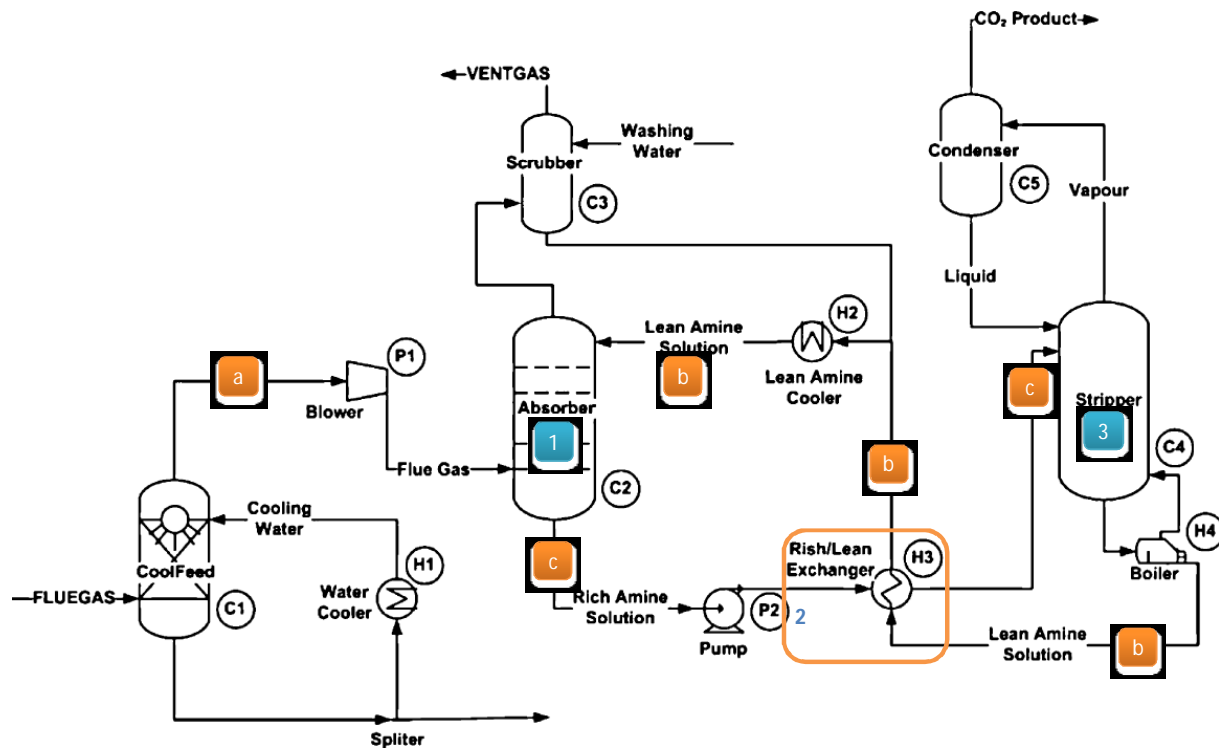


Fig. 7-6 - Esquema geral da captura do CO<sub>2</sub> num processo de pós-combustão baseado em aminas  
Adaptado de (Abu-Zahra, et al. 2007)

Depois da passagem por um sistema de tratamento de gases convencional os gases de combustão são arrefecidos até cerca de 40°C, (a), entram na coluna de absorção pela base, (1) e com a ajuda de um ventilador são forçados a subir em direcção ao topo da coluna. Na mesma coluna, em contracorrente, circula o solvente (b), que entra pelo topo da coluna de absorção e vai descendo ao longo desta (H. Herzog, Carbon Dioxide Capture and Storage 2009a), (Bailey e Feron 2005), (Fisher, et al. 2005). (Abu-Zahra, et al. 2007).

A temperatura dos gases de combustão e a temperatura do solvente devem ser aproximadas, para evitar que se crie um excesso, ou defeito, de água na coluna, que poderá prejudicar a reacção de absorção do CO<sub>2</sub> com o solvente (DOE/NETL 2007b).

À medida que acontece o contacto do solvente com o fluxo de gases na coluna de absorção o CO<sub>2</sub> reage com o solvente e acontece um aumento de temperatura associado à natureza exotérmica das reacções químicas.

Pelo topo da coluna de absorção sai o gás tratado - que antes de sair é lavado para remover algum solvente que possa ir arrastado com o fluxo - e pela base, a solução rica em CO<sub>2</sub> (c), que é conduzida até ao topo da coluna de desabsorção (3), o *stripper*, passando primeiro por um permutador de calor (2) (H. Herzog, Carbon Dioxide Capture and Storage 2009a), (Bailey e Feron 2005), (Fisher, et al. 2005).

O permutador de calor permite aproveitar o calor do solvente pobre em CO<sub>2</sub> (b), vindo da base do *stripper*, para aquecer o solvente rico em CO<sub>2</sub> (c), proveniente do absorsor, pois quanto maior temperatura este apresentar à entrada do *stripper*, menor será a penalização energética para desencadear a reacção química de desabsorção do CO<sub>2</sub> no *stripper* (H. Herzog 2009a), (Bailey e Feron 2005), (Fisher, et al. 2005).

No *stripper* (3) o aumento de temperatura conseguido graças ao *reboiler* (que mantém as condições ideais de calor através da extracção de vapor à central) induz a regeneração do solvente a 100-140°C (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009). Como consequência, liberta-se um fluxo de CO<sub>2</sub> a cerca de 120°C e pressões não muito maiores do que a pressão atmosférica (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009).



O fluxo de CO<sub>2</sub> dirige-se no sentido ascendente da coluna, passando pelo condensador, estrutura onde é arrefecido e desumidificado até cerca de 40°C, e deixa a coluna de desabsorção pelo topo, para ser comprimido até cerca de 100 bar e transportado para os locais de armazenamento (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009).

O solvente já regenerado (b) é encaminhado novamente para o absorsor (1) para ser reutilizado, saindo do *stripper* pela base, e conduzido para o permutador de calor (2), onde se cruza com o solvente rico em CO<sub>2</sub> (c) de forma a haver a troca de calor já mencionada entre o solvente pobre em CO<sub>2</sub> (b) e o solvente rico em CO<sub>2</sub> (c).

A utilização cíclica do solvente contribui para a decomposição das aminas: vão produzir-se efluentes, principalmente amónia e sais estáveis, que deverão ser tratados cuidadosamente e seguindo as regras de tratamento dos resíduos.

A utilização de MEA para obtenção de CO<sub>2</sub> é comercialmente viável na indústria alimentar e em algumas indústrias químicas, mas para remoção de CO<sub>2</sub> provenientes de centrais termoelétricas, é ainda um processo pouco viável, do ponto de vista económico pela grande quantidade de gases a tratar (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

### Desafios

Os solventes actuais à base de aminas são corrosivos, susceptíveis de degradação pela presença de outros compostos no fluxo a tratar e necessitam de elevadas quantidades de energia na fase regeneração, podendo significar um aumento do custo da energia produzida na ordem dos 75%, e de penalização da eficiência da central em cerca de 10% (DOE/NETL 2010),

Dependendo da composição do solvente, e da optimização e integração do processo na central, são necessários entre 2,8 a 6,9 GJ/kg CO<sub>2</sub> a 3,1 bar para regenerar o solvente e produzir um fluxo de CO<sub>2</sub> concentrado com uma pressão de 1,72 bar (DOE/NETL 2010). Apesar do aumento da concentração do solvente poder ajudar à diminuição da energia para regeneração, tem efeitos no aumento da corrosão, que afectará o tempo de vida dos equipamentos usados (DOE/NETL 2010).

A presença de compostos químicos no fluxo gasoso a tratar como o SO<sub>2</sub> e o O<sub>2</sub>, pode levar, por interacção com o solvente, à formação de produtos estáveis e irreversíveis, conduzindo à redução da taxa de absorção do CO<sub>2</sub> por parte do MEA e à degradação química das aminas (Herzog, Meldon e Hatton 2009a). Para prevenir esta degradação, a concentração aceitável do SO<sub>2</sub> nos gases de combustão deverá rondar os 10 mg/Nm<sup>3</sup> (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009), e no caso do NO<sub>2</sub> os 40 mg/Nm<sup>3</sup> (IEA GHG R&D Programme 2007). A presença das unidades de dessulfuração, desnitrificação e do precipitador electrostático são fundamentais para que o processo de absorção do CO<sub>2</sub> tenha taxas elevadas de sucesso, pois menores quantidades de NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> resultantes da limpeza dos gases estão presentes no fluxo gasoso, favorecendo o sucesso da captura, uma vez que se evitam as reacções destes e as aminas (H. Herzog 2009a).

As necessidades energéticas para a unidade de captura são um dos pontos fracos desta tecnologia. O calor necessário à captura pode ser fornecido por uma fonte externa, ou através da extracção de vapor à central. O vapor usado no sistema de captura poderá ser extraído da tubagem entre as turbinas de média e baixa pressão, e usado no *reboiler* que mantém as condições de temperatura no *stripper*. O facto do vapor desviado das turbinas já não ser usado para produção de energia eléctrica causa uma redução no *output* da central, que juntamente com a energia necessária para fazer funcionar o sistema de compressão e os restantes componentes da unidade pode significar uma redução no *output* energético de 25%, para uma central com 90% de captura (H. Herzog 2009a).

Uma outra forma de poupar energia utilizada na captura é dotar a coluna de regeneração com compressores, nos vários estágios por onde passa o fluxo gasoso, que vão fazendo o aumento progressivo da pressão do CO<sub>2</sub> ao longo da coluna e assim contribuir para poupanças de energia relacionadas com o sistema de compressão que pode ser de 8,4% nos custos da captura de CO<sub>2</sub> pelo MEA (Fisher, et al. 2005).

A escolha da taxa de captura do CO<sub>2</sub>, que tipicamente se situará entre os 80 e os 95%, dependerá principalmente das condicionantes económicas: taxas mais elevadas de recuperação do CO<sub>2</sub> implicarão

colunas de absorção mais altas, maiores gastos energéticos e consequente um aumento dos custos (Herzog, Meldon e Hatton 2009a) (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009), (Blomen 2009).

A captura do CO<sub>2</sub> pelo MEA tem algumas limitações significativas, como a diminuição da eficiência da central, a baixa capacidade de absorção do CO<sub>2</sub> por parte do MEA, e as elevadas taxas de degradação do solvente, causadas pela presença de outros componentes no fluxo gasoso a tratar, que influenciarão a velocidade de reacção e absorção do MEA com o CO<sub>2</sub>. Por esta razão, é necessário promover o desenvolvimento de solventes que se degradem menos, que sofram menos corrosão, que sejam mais estáveis, menos voláteis e que tenham taxas de absorção/desabsorção mais elevadas (DOE/NETL 2010).

A instalação de uma unidade de captura de CO<sub>2</sub> implicará realizar algumas modificações ao nível do funcionamento da central, pois terão de se providenciar formas de obter energia eléctrica e térmica para fazer funcionar os componentes da unidade de captura.

A Tabela 7-5 apresenta um resumo das necessidades energéticas de uma unidade de captura com base em aminas, retiradas do estudo '*Analysis of retrofitting coal-fired power plants with carbon dioxide capture*' (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009).

**Tabela 7-5 - Necessidades energéticas, que devem ser providenciadas pela central, e componentes necessários para fazer funcionar o sistema de captura do CO<sub>2</sub> por aminas (Korkmaz et al., 2009)**

Tipo de Energia	Componente	Utilização
Eléctrica	-Sistema adicional de FGD -Ventilador adicional -Compressor CO <sub>2</sub> -Unidade de absorção do CO <sub>2</sub>	-Redução do SO <sub>x</sub> <10 mg/Nm <sup>3</sup> -Compensação da perda de pressão no absorsor -Liquefacção do CO <sub>2</sub> -P.ex, circulação do solvente
Térmica (input de calor)	-Reclaimer -Reboiler	-Recuperação do solvente -Separação do CO <sub>2</sub> do solvente
Térmica (output de calor)	-Arrefecedores do gás de combustão -Arrefecedor do CO <sub>2</sub>	-Melhoria do processo de absorção e redução das necessidades energéticas do ventilador adicional -Melhoria do processo de absorção -Optimização energética da compressão do CO <sub>2</sub> e secagem do CO <sub>2</sub>

São estas necessidades extra de energia que têm que ser avaliadas, uma vez que vão afectar bastante a eficiência da central assim como o *output* por ela debitado. Cada central tem características próprias diferentes, sendo necessário ponderar se a implementação de um sistema de captura será viável, tanto do ponto de vista técnico, como económico.

O impacto de um sistema pós combustão numa central a carvão é diferente consoante o tipo de central, (Tabela 7-6). O estudo presente na publicação do MIT '*The Future of Coal*' fez essa comparação.

**Tabela 7-6 - Impacto do *retrofitting* numa central com captura por pós-combustão com base em MEA (MIT 2007)**

Tecnologia	1. SubC	2. SC	3. USC
Sem captura			
Potência debitada (MW)	500	500	500
Eficiência (%)	35,0%	39,2%	44,0%
Emissões de CO <sub>2</sub> (ton/MWhe)	0,91	0,81	0,72
Com captura			
Potência debitada (MW)	294 (menos 41,2%)	315 (menos 37%)	335 (menos 33%)
Eficiência (%)	20,5%	25,0%	29,5%
Emissões de CO <sub>2</sub> (ton/MWhe)	0,06	0,05	0,04

Como se pode ver pela tabela anterior, a estimativa de perda de eficiência para uma central SubC depois de sofrer *retrofitting* é de 14,5 pontos percentuais, e a diminuição do *output* energético seria de 41,2% relativamente a uma central sem captura.

No segundo caso, a queda no *output* energético foi de 37%, e no terceiro caso, a queda na produção foi de 33%, dados que nos permitem afirmar que a queda no *output* energético é maior consoante a menor eficiência da central sem sistema de captura.



O mesmo estudo analisou os custos da electricidade produzida com um sistema de captura do CO<sub>2</sub>, e como era de esperar, existe um aumento destes relativamente a uma central sem sistema de captura.

Nota-se ainda que uma central mais eficiente tem um menor aumento dos custos com a electricidade produzida, relativamente a centrais mais antigas - por exemplo, uma central SubC com captura por aminas tem um aumento nos custos da electricidade na ordem dos 3,52 cents/kWh, enquanto uma central SC o terá na ordem dos 2,65 cents/kWh.

A captura do CO<sub>2</sub> recorrendo às aminas é desenvolvida por várias empresas, e de uma forma geral, poder-se-á dizer que é uma tecnologia sobejamente conhecida, podendo até considerar-se que é a técnica de absorção química do CO<sub>2</sub> melhor posicionada para ser implementada a curto prazo à escala comercial, devido aos inúmeros projectos de demonstração que estão a ser desenvolvidos um pouco por todo o mundo. A investigação de outros solventes menos intensivos energeticamente está a acontecer. Um desses exemplos é a captura através de solventes à base de amónia, explicados no ponto seguinte.

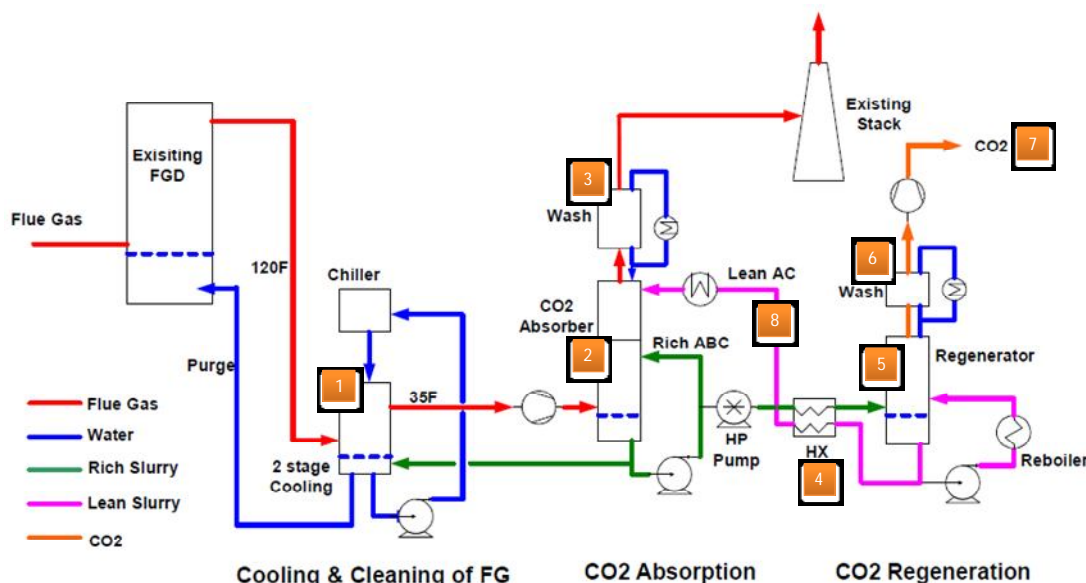
### b) Captura de CO<sub>2</sub> por solventes à base amónia

A captura do CO<sub>2</sub> por um solvente à base de amónia é outra técnica para capturar o CO<sub>2</sub> que também poderá ser aplicada a curto prazo em instalações industriais. As soluções à base de amónia oferecem a vantagem de absorver o CO<sub>2</sub> num processo menos corrosivo e mais estável sendo no entanto fundamental evitar a sua libertação para a atmosfera por ser tóxica.

O mecanismo de funcionamento é semelhante à tecnologia anterior, com a diferença da captura acontecer a baixas temperaturas. A Alstom foi uma das empresas que desenvolveu este processo, cuja principal diferença relativamente ao anterior é o arrefecimento dos gases de combustão a menos de 20°C para otimizar a reacção do solvente com o CO<sub>2</sub> e minimizar as perdas de amónia (Kozak, et al. 2009).

#### Funcionamento do sistema de captura

Em linhas gerais, podemos separar este processo em três sistemas: o sistema de arrefecimento dos gases de combustão, o sistema de absorção do CO<sub>2</sub> e o sistema de regeneração do solvente, Fig. 7-7.



1. Arrefecimento dos gases de combustão vindos da central
2. Absorção do CO<sub>2</sub>
3. Lavagem do gás tratado para reter algum resíduo de amoníaco que possa ser arrastado pelo fluxo de gás
4. Permutador de calor
5. Regeneração do CO<sub>2</sub>
6. Lavagem do CO<sub>2</sub> recuperado para recuperar vestígios de amoníaco e vapor de água que possam ser arrastados pelo fluxo
7. Fluxo de CO<sub>2</sub> pronto para ser comprimido e transportado

Fig. 7-7 - Esquema da absorção química do CO<sub>2</sub> pelo processo *chilled ammonia*, adaptado de (Kozak, et al. 2009)

No primeiro sistema (1) acontece o arrefecimento dos gases de combustão, preferencialmente entre 0 e 10°C, recorrendo-se ao uso de torres de refrigeração e *chillers* de contacto directo, para condensar a água, capturar emissões residuais de contaminantes, reduzir o volume de gás que entra no absorvedor e aumentar a concentração do CO<sub>2</sub> (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

O gás anteriormente arrefecido, com menos de 1% de humidade, 5 ppm de SO<sub>2</sub>, e com níveis indetectáveis de HCl e partículas, é introduzido na coluna de absorção (2) pela base, entrando em contacto com uma solução aquosa (8) que circula em contracorrente que contém iões amónio (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>), carbonato (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>) e bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) que é alimentada pelo topo da coluna de absorção.

Ao longo desta coluna, que deverá ter uma pressão próxima da pressão atmosférica e a temperatura baixa, de modo a evitar que o amoníaco (NH<sub>3</sub>) se evapore, vai acontecendo a reacção dos componentes anteriores com o CO<sub>2</sub>, dando-se a formação de bicarbonato de amónia que precipita. O fluxo de gases limpo pode sair pelo topo do absorvedor para a chaminé, passando antes por uma lavagem com água (3) para evitar que se perca algum resíduo de amoníaco que possa ser arrastado, (Darde et al., 2009).

A solução de bicarbonato de amónia, que precipitou, sai do absorvedor pela base e é enviada para a unidade de regeneração (5), passando primeiro através de um permutador de calor (4), onde é aproveitada a temperatura da solução pobre em CO<sub>2</sub> que está a retornar ao absorvedor, para aquecer a solução de bicarbonato de amónia, sensivelmente até aos 80°C (DOE/NETL 2010).

A recuperação do CO<sub>2</sub> no regenerador (5) é feita através do aumento de temperatura da solução de bicarbonato de amónia, dando-se a reacção inversa por acção do aumento da temperatura, promovida pelo *reboiler*, libertando-se consequentemente um fluxo de CO<sub>2</sub> pressurizado (Darde, et al. 2009). A temperatura do regenerador terá que variar entre os 100-150°C, e a pressão deverá variar entre os 20-40 bar (Valenti, Bonalumi e Macchi 2009), para que a vaporização da amónia e da água por efeito da temperatura seja reduzida. Estas condições fazem com que se liberte um fluxo de CO<sub>2</sub> (7) que deixará o topo do regenerador para ser comprimido e transportado, passando primeiro por um banho de água fria (6) para recuperar vestígios de amoníaco e vapor de água que possam ser arrastados, e que de outra forma seriam desperdiçados.

A solução de carbonato de amónia, pobre em CO<sub>2</sub>, e que entretanto se formou novamente por acção da temperatura (8) deixa a base do regenerador e é devolvida ao absorvedor pelo topo, depois de arrefecida no permutador de calor (4), local onde transfere o seu calor para a solução vinda do absorvedor, rica em CO<sub>2</sub>.

Geralmente, uma temperatura de absorção mais baixa resulta em emissões de amónia mais baixas, mas maior consumo energético para o sistema de arrefecimento dos gases de combustão (Sherrick, et al. 2008).

### **Análise da captura por *chilled ammonia***

Os solventes à base de amónia oferecem a vantagem de terem boa capacidade de absorção, de serem menos corrosivos e mais estáveis comparativamente ao MEA, evitando-se problemas de maior consumo do solvente, pois são compostos que não se degradam durante as reacções de absorção/regeneração. São solventes tolerantes ao O<sub>2</sub> e a outros contaminantes que possam estar presentes no fluxo gasoso, para além de serem baratos, estarem amplamente disponíveis no mercado, e de produzirem subprodutos, como o sulfato de amónia, o nitrato de amónia e o bicarbonato de amónia, que têm valor comercial podendo ser vendidos para a agricultura enquanto fertilizantes (Resnik, Yeh e Pennline 2004), (S. I. Plasynski, et al. 2009).

O arrefecimento dos gases de combustão contribui para que o volume dos gases a tratar seja mais pequeno: a diminuição da temperatura conduz à eliminação da água e de contaminantes residuais, e consequentemente a concentração do CO<sub>2</sub> nos gases a tratar aumenta (S. I. Plasynski, et al. 2009).

Um estudo revelou que a temperatura mais favorável para acontecer a absorção do CO<sub>2</sub> é cerca de 1,6°C (Mathias, Reddy e O'Connel 2009). As necessidades energéticas são mais baixas tanto na fase de absorção como de regeneração, quando comparado com um processo de captura por aminas (Darde et al., 2009). Isto acontece porque o calor de dissociação do bicarbonato de amónia é sensivelmente

entre 38 a 60°C (Yeh e Bai 1999), em comparação com as aminas, que necessitam de temperaturas de desabsorção na ordem dos 130°C (Korkmaz, Oeljeklaus e Görner 2009).

Outro aspecto vantajoso da tecnologia *chilled ammonia* prende-se com o facto de se obter um fluxo de CO<sub>2</sub> com elevado grau de pureza, maior que 99%, e pressão significativa, não sendo necessária tanta energia para compressão do gás para transporte (Blomen 2009).

### 7.2.3 Desafios da Captura por Pós-Combustão

A baixa concentração do CO<sub>2</sub> na combustão convencional, assim como a baixa pressão que este apresenta origina dificuldades na captura.

Na combustão convencional do carvão o CO<sub>2</sub> está presente nos gases de combustão em concentrações muito pequenas (entre 13 a 15% por volume) e baixas pressões, (entre 1 e 1,7 bar), o que implica o tratamento de grandes volumes de gases com baixa concentração de CO<sub>2</sub>, sendo a tarefa da captura dificultada (DOE/NETL 2010).

As impurezas como o SO<sub>2</sub>, as partículas e o NO<sub>x</sub> podem degradar os solventes usados, reduzindo o sucesso da captura e aumentando os custos associados à unidade, pois terá que se fazer a substituição dos solventes com maior frequência (S. I. Plasynski, et al. 2009).

A energia que é necessário fornecer durante a compressão do CO<sub>2</sub> (que tem que atingir cerca de 150 bar), é causadora de uma grande penalização energética que afecta a electricidade debitada pela central (S. I. Plasynski, et al. 2009).

Até agora, as maiores unidades que funcionam com aminas são capazes de capturar 1000 toneladas de CO<sub>2</sub> diariamente. No entanto, uma central de 500 MW produz cerca de 10 000 toneladas de CO<sub>2</sub> por dia. Este valor leva a que a tecnologia de captura por aminas apropriada para centrais a carvão precise de ser “ampliada” para a escala necessária à aplicação no CCS (MITEI 2009).

Adaptar a selecção de solventes às características dos gases de combustão, assim como seleccioná-los consoante a sua taxa de absorção, a resistência à degradação, corrosão e impurezas, a volatilidade e o seu calor de absorção/regeneração, são parâmetros que contribuem para o sucesso da captura e podem ser importantes para diminuir os custos, contribuindo para a redução dos volumes de solvente usados e para o tamanho dos equipamentos.

Solventes com maiores capacidades de absorção permitem operar o processo com maior eficiência; solventes com resistência à degradação por outros compostos permitem reduzir os custos associados à renovação do solvente, e poderão contribuir para reduzir as necessidades de limpeza prévia dos gases de combustão antes da sua passagem pelo sistema de captura. Solventes corrosivos podem contribuir para a degradação das estruturas por onde passam, reduzindo o tempo de vida dos equipamentos; solventes demasiadamente voláteis escapam-se com facilidade, contribuindo para o aumento dos custos devido à reposição mais frequente do solvente (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

As necessidades energéticas para regenerar o solvente, as necessidades de vapor complementar, a energia eléctrica para operar bombas e ventiladores, e ainda a energia necessária para comprimir o CO<sub>2</sub> recuperado para transporte, são exemplos de gastos extraordinários de energia que vão contribuir para um maior efeito da unidade de captura no desempenho da central (P. Feron 2005b).

Para evitar a grande penalização energética associada ao sistema de captura, pode-se extrair vapor directamente do sistema principal na turbina de média pressão, ou até mesmo aproveitar o calor gerado na compressão e purificação do CO<sub>2</sub> para fazer funcionar o *reboiler* (Fisher, et al. 2005).

O caudal dos gases de combustão também afectará a performance da unidade de captura: um maior caudal permitirá reduzir as necessidades energéticas associadas às bombas que os fazem circular na coluna de absorção, mas no entanto condicionam o tamanho da coluna de absorção, que terá que ser maior.

Uma maior concentração de CO<sub>2</sub> nos gases de combustão permitirá diminuir o tamanho da coluna de absorção, reduzindo os custos com o material, mas por outro lado, poderá ser necessário utilizar mais solvente para o capturar, aumentando desta forma os custos associados ao solvente.

O consumo energético do processo de captura do CO<sub>2</sub> por pós-combustão é muito elevado, e os esforços de investigação deverão ser canalizados no sentido de encontrar soluções menos consumidoras de energia. Apesar disto a captura por pós-combustão é a que actualmente poderá ser aplicada a curto prazo para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> do sector eléctrico porque as centrais já existentes podem sofrer o *retrofitting* facilmente, assim como podem optar por percentagens de captura mais reduzidas, facto que pode contribuir para facilitar a aceitação do mercado (DOE/NETL 2010).

Em jeito de conclusão, a captura por pós combustão é compatível com as centrais existentes porque facilmente se faz o *retrofitting* sem ser preciso fazer grandes modificações no processo normal da central, para além de oferecer flexibilidade na medida em que se pode desligar a unidade caso necessário.

### 7.3 Captura por Oxi-Combustão

#### Princípio de funcionamento

Pelo facto do azoto ser o maior componente presente nos gases de combustão provenientes de uma queima convencional de carvão, a separação anterior é principalmente uma separação CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>. Ora, se não existir N<sub>2</sub> durante a combustão, o CO<sub>2</sub> pode ser facilmente separado. É este o princípio da oxi-combustão.

Na oxi-combustão o combustível é queimado na presença de grandes concentrações de O<sub>2</sub> (> 95% por volume) e de cerca de 70 a 80% do fluxo de gases da combustão reciclados para a caldeira. Desta queima resulta um fluxo maioritariamente formado por CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, facilmente separáveis por condensação. Os gases reciclados para a caldeira são importantes para aproximar esta combustão às características da combustão convencional em ar e para diminuir as altas temperaturas que a combustão pode atingir (DOE/NETL 2010) (Buhre, et al. 2005), (Jordal, et al. 2004), (S. Plasynski, et al. 2009).

Assim, a combustão nestas condições aumenta a concentração de CO<sub>2</sub> nos gases de combustão para cerca de 90-95%, sendo por isso mais fácil recuperá-lo para compressão e transporte até aos locais apropriados de armazenamento, pois basta separar os gases formados por condensação. A grande diferença para os valores de concentração do CO<sub>2</sub> obtidos, comparando um sistema convencional de queima, reside no facto de as caldeiras convencionais queimarem o carvão na presença de ar, cuja composição é maioritariamente à base de N<sub>2</sub> (79% por volume), provocando a diluição deste com o CO<sub>2</sub>, cuja concentração será entre os 13 a 15% por volume (DOE/NETL 2010).

O que resta do fluxo obtido é composto por pequenas quantidades de gases como o N<sub>2</sub>, Ar, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, resultantes da composição do combustível e de entrada de ar para a caldeira não intencional.

A Fig. 7-8 apresenta um esquema da combustão do carvão por oxi-combustão.

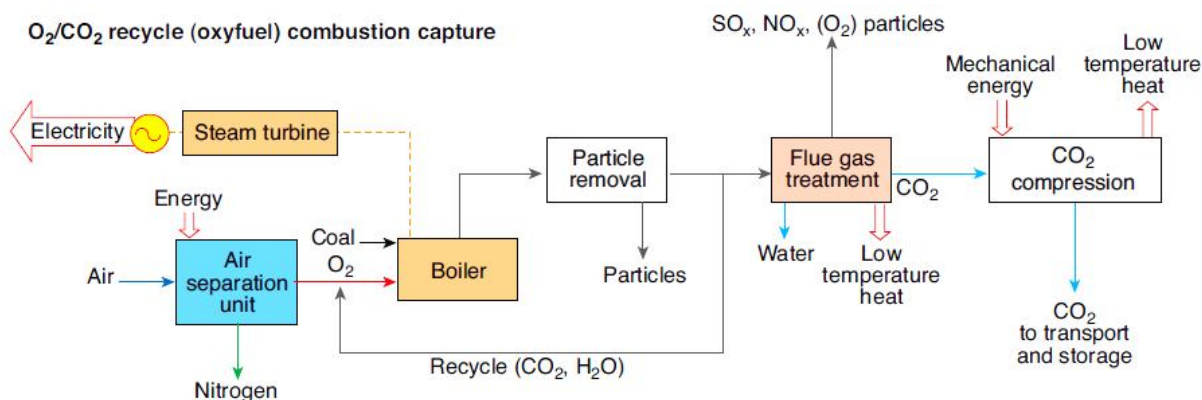


Fig. 7-8 - Oxi-combustão (Vattenfall, data)

Existem três aspectos importantes na queima por oxi-combustão: a forma como se obtém o O<sub>2</sub>, que geralmente é feito pela unidade de separação de ar (*Air Separation Unit* conhecida por ASU) por ser a

técnica já disponível, o sistema de reciclagem do fluxo de gases de combustão, e o sistema de purificação e compressão do CO<sub>2</sub> obtido (Anheden, Jinying e De Smedt 2005)

Na presença de O<sub>2</sub> e de gases reciclados, a combustão apresenta uma temperatura aproximadamente de 3500°C, muito acima dos valores normais da combustão em presença de ar, que rondará os 500/600°C, porque o CO<sub>2</sub> e o vapor de água, têm capacidades térmicas superiores quando comparadas com o N<sub>2</sub> que dilui o CO<sub>2</sub> no ar na combustão convencional (Anheden, Jinying e De Smedt 2005).

Para controlar as elevadas temperaturas na caldeira faz-se a reciclagem de parte do fluxo dos gases de combustão para dentro desta, por recirculação externa, após a passagem dos gases nas turbinas e remoção das partículas (Jordal, et al. 2004).

A reciclagem dos gases de combustão poderá ser feita por duas formas; recirculação interna ou externa, sendo que na primeira jactos de O<sub>2</sub> são introduzidos momentaneamente, induzindo a reciclagem dentro da caldeira, e na segunda, parte do fluxo gasoso é reenviada para a caldeira por um sistema de tubos, após remoção de partículas, sendo a forma mais simples de o fazer, com reciclagem de 60 a 70% dos gases de combustão.

Devido ao facto de se utilizar apenas O<sub>2</sub> e parte dos gases reciclados na combustão, o volume de gases na caldeira é mais pequeno porque a quantidade que diz respeito ao N<sub>2</sub> (o maior constituinte do ar, 79%) é removido, e a densidade destes maior, pois o peso molecular do CO<sub>2</sub> é de 44, e o do N<sub>2</sub> é 28, característica facilita a separação do CO<sub>2</sub> dos restantes gases (Buhre, et al. 2005).

As emissões gasosas resultantes da oxi-combustão também são diferentes de uma central convencional - a formação de NO<sub>x</sub> é mais pequena porque se removeu o N<sub>2</sub> do ar, apesar da possibilidade de formação deste composto permanecer devido à composição do combustível queimado, apesar de se estimar que cerca de 60 a 90% do total de emissões de NO<sub>x</sub> possa derivar do combustível (Anheden, Jinying e De Smedt 2005).

Experiências feitas (Croiset e Thambimuthu 2001) mostram que a queima de carvão na presença de concentrações mais elevadas de O<sub>2</sub>, leva a um aumento da taxa de emissão de NO<sub>x</sub>, propiciada pelas altas temperaturas, apesar de em comparação com a combustão convencional, estes valores continuarem a ser mais baixos.

No mesmo estudo comprova-se que a temperatura da chama aumenta com o aumento da concentração de O<sub>2</sub>, assim como que a combustão feita na presença de gases reciclados secos, tem menores taxas de formação de NO<sub>x</sub>, quando comparadas com a combustão na presença de gases reciclados húmidos.

No mesmo estudo não se registaram variações significativas relativamente aos níveis de SO<sub>2</sub> na oxi-combustão, quando comparados com a combustão convencional, apenas um aumento de concentração devido à diminuição dos gases presentes na caldeira - o volume total do fluxo dos gases no sistema é mais pequeno, porque menos N<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> estão presentes para diluir o SO<sub>2</sub>.

As taxas de pureza e compressão do CO<sub>2</sub> variam consoante o uso que este vai ter, mas geralmente pretende-se que o fluxo obtido na queima tenha uma concentração de 95% de CO<sub>2</sub>, que não tenha na sua constituição gases não condensáveis como o N<sub>2</sub>, o argon ou o O<sub>2</sub>, que não tenha água (para evitar a corrosão e evitar a formação de hidratos), que não tenha partículas, e que esteja pressurizado a cerca de 110 bar (Jordal, et al. 2004).

### 7.3.1 Técnicas para Obtenção do O<sub>2</sub>

O modo de produzir O<sub>2</sub> puro através de uma unidade de separação de ar (ASU- *Air Separation Unit*) é uma tecnologia madura sem grande margem para melhorias, sendo actualmente a forma mais simples que permite obter grandes quantidades de O<sub>2</sub>, podendo consumir no entanto cerca de 20% da potência debitada pela central (Jordal, et al. 2004).

Um dos grandes obstáculos à tecnologia de oxi-combustão é a necessidade de grandes quantidades de O<sub>2</sub> para a combustão, e o facto de as formas actualmente disponíveis de o obter serem muito intensivas energeticamente. Sob o ponto de vista indicativo, as necessidades de O<sub>2</sub> diárias para realizar a oxi-



combustão numa central de 500 MW a carvão pulverizado rondarão as 10 000 toneladas (Anheden, Jinying e De Smedt 2005).

Nos seguintes pontos pretende-se apresentar algumas das técnicas em desenvolvimento para obtenção do O<sub>2</sub> e que poderão daqui a alguns anos contribuir para diversificação de opções de obtenção do O<sub>2</sub> puro. Na Tabela 7-7, estão evidenciadas os métodos para obtenção do O<sub>2</sub> puro.

Tabela 7-7 - Métodos de obtenção do O<sub>2</sub>

Método para obtenção do O <sub>2</sub>	Princípio de funcionamento
Separação criogénica	Diferenças nos pontos de condensação dos constituintes do ar
Adsorção por zeólitos	Baseando-se na adsorção preferencial dos componentes gasosos em sólidos
Membranas	Difusão preferencial de um constituinte do ar através de uma membrana
<i>Chemical looping combustion</i>	Transferência do O <sub>2</sub> do ar de combustão para o combustível gasoso através de um transportador de oxigénio sólido
<i>CAR Technology</i>	Materiais sólidos, como certos tipos de <i>perovskite</i> , com grande selectividade para o O <sub>2</sub> são capazes de reter grandes quantidades deste a altas temperaturas, libertando por fim CO <sub>2</sub> , vapor e O <sub>2</sub>

### Separação criogénica

A forma mais comum de obter o O<sub>2</sub> é por separação criogénica, a única tecnologia disponível actualmente que poderá ser aplicada em larga escala actualmente, tendo no entanto o problema de ser muito intensiva energeticamente podendo consumir cerca de 20% da potência debitada pela central, (Okawa, et al. 1997).

A separação criogénica inicia-se com a absorção de enormes volumes de ar da atmosfera, que sofre compressão e purificação para ser arrefecido, e dependendo dos diferentes pontos de condensação dos seus constituintes, o ar é separado sob a forma de oxigénio líquido, argon líquido e azoto líquido.

A tecnologia de separação criogénica, é a que melhor se aplicará a curto/médio prazo à escala de uma central termoelétrica. Existem outras formas de obtenção deste gás - membranas, *chemical looping combustion*, adsorção a altas temperaturas, que vão ser abordadas de seguida.

### Utilização de zeólitos

A obtenção de O<sub>2</sub> poderá ser feita por adsorção, baseando-se na selectividade que alguns materiais têm para adsorver preferencialmente o azoto, como por exemplo os zeólitos, que são minerais microporosos de aluminosilicatos, que adsorvem preferencialmente as moléculas de azoto.

O princípio de funcionamento é simples: num recipiente, o fluxo de ar pressurizado atravessa uma camada com estes compostos, e o azoto fica retido obtendo-se um fluxo de O<sub>2</sub>. Para regenerar a camada e continuar o processo de adsorção, promove-se o aumento da temperatura no recipiente, ou reduz-se a pressão da camada, que afectará o equilíbrio do *zeolite* para adsorver o azoto.

### Membranas

A utilização de membranas é outra técnica promissora para separação de O<sub>2</sub> pois aproveita a diferença da velocidade de difusão do oxigénio e do azoto para atravessarem a membrana. A natureza electroquímica do processo promovido por este tipo de membranas faz com que o fluxo de oxigénio obtido seja maior, mas no entanto, não deixa de ser uma técnica muito consumidora de energia, devido às altas temperaturas necessárias para fazer desencadear a passagem dos iões de oxigénio pela membrana (Anheden, Jinying e De Smedt 2005).

Uma vantagem relevante é a redução significativa da energia gasta na produção de O<sub>2</sub> relativamente ao método de separação criogénica, sendo que este método é o que melhor capacidade poderá ter para substituir as unidades criogénicas de separação de ar a médio/longo prazo (Anheden, Jinying e De Smedt 2005), podendo gastar menos de 1/10 da energia gasta numa unidade criogénica convencional, (NETL 2008).

### Chemical looping combustion (CLC)

O método obtenção de O<sub>2</sub> por *chemical looping combustion* baseia-se na transferência do O<sub>2</sub> do ar de combustão para o combustível gasoso através de um transportador sólido de oxigénio que poderá ser por exemplo, um óxido metálico (Lyngfelt, Leckner e Mattisson 2001).

O sistema é formado por dois reactores, um de ar e outro de combustível, como se pode ver na Fig. 7-9.

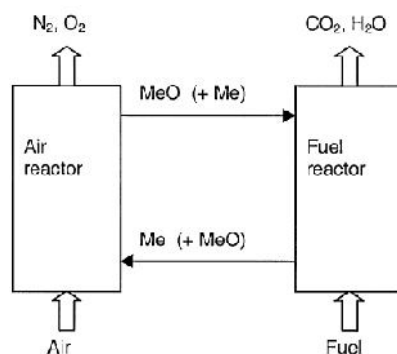
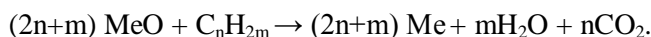


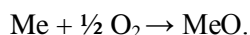
Fig. 7-9 – Esquema do processo CLC (Lyngfelt, Leckner e Mattisson 2001)

O combustível e o ar de combustão nunca são misturados e os gases da oxidação do fuel, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, deixam o sistema sob a forma de dois fluxos separados, sendo o H<sub>2</sub>O facilmente removido por condensação, e o CO<sub>2</sub> recuperado sem perder nenhuma energia na separação deste.

O combustível, no estado gasoso, é introduzido no reactor de combustível e reage com um óxido metálico, MeO, através da seguinte reacção (Lyngfelt, Leckner e Mattisson 2001):



O fluxo obtido contém CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, e pela condensação da água, obtém-se um fluxo de CO<sub>2</sub> praticamente puro. O óxido metálico reduzido a Me, e é então transferido para o reactor de ar, onde é oxidado pela reacção seguinte:



Frequentemente, e dependendo do material usado, a primeira reacção é endotérmica e a segunda exotérmica, sendo que o calor envolvido nas reacções é o mesmo do que o da combustão normal, onde o O<sub>2</sub> está em contacto directo com o combustível.

Esta forma de queimar o combustível está actualmente a ser testada em laboratório e em instalações piloto, tendo grandes benefícios energéticos para o sistema. Por não ser necessária nenhuma unidade de separação de ar adicional esta é uma tecnologia que terá potencial para ser a forma de obtenção de O<sub>2</sub> mais vantajosa (DOE/NETL 2010).

### Tecnologia CAR

Outra tecnologia de obtenção de O<sub>2</sub> é a adsorção do oxigénio a alta temperatura, tecnologia CAR, onde materiais sólidos, como certos tipos de *perovskite type ceramics*, com grande selectividade para o O<sub>2</sub> e capazes de reter grandes quantidades deste a altas temperaturas, cerca de 300-800°C, são usados (Yang, Lin e Zeng 2002).

Este é um tipo de tecnologia que opera a baixas pressões e altas temperaturas, permitindo a optimização da concentração de O<sub>2</sub> na caldeira e, comparativamente com as unidades de separação do ar criogénicas convencionais, tem consumos mais baixos.

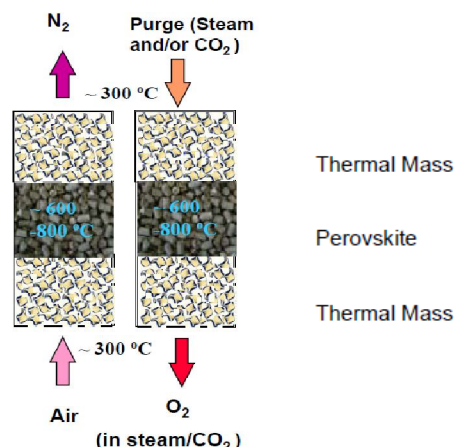


Fig. 7-10 - Esquema do processo CAR (Krishnamurthy, D. e Fitch 2008)

É uma técnica cíclica, onde o leito de *perovskite* é exposto alternadamente ao ar e a um fluxo de ar de regeneração: primeiro, faz-se passar o ar num reactor, durante o qual o O<sub>2</sub> é selectivamente retido pelo material sólido, ficando enriquecido com oxigénio. O passo seguinte é a passagem do fluxo gasoso proveniente da reciclagem dos gases de combustão, rico em CO<sub>2</sub> e vapor de água, no leito de *perovskite*, que regenera o O<sub>2</sub> adsorvido no leito.

Num estudo levado a cabo pelo DOE-NETL (Krishnamurthy, D. e Fitch 2008), entre outras análises, é feita a comparação entre a energia gasta para produção de O<sub>2</sub> através do processo CAR e por separação criogénica, comprovando-se que as diferenças entre os valores de energia gasta por tonelada de O<sub>2</sub> produzido são de 223 kWh para a unidade de separação criogénica e de 115 kWh para a tecnologia CAR.

Tais valores confirmam o facto de esta ser uma tecnologia promissora na diminuição dos gastos energéticos associados à captura do CO<sub>2</sub> por oxi-combustão, que pode significar cerca de 25% de poupança comparativamente a uma unidade de separação criogénica (NETL 2008).

### 7.3.2 Desafios da Captura por Oxi-Combustão

Um importante desafio na aplicação da tecnologia de oxi-combustão prende-se com a estanquicidade da caldeira, que se pode fazer por selagem ou até mesmo trabalhando em condições de baixa pressão, de modo a evitar a entradas de ar que possam interferir com combustão e formar compostos indesejados (Jordal, et al. 2004).

A adaptação da caldeira de uma central existente é um obstáculo significativo, porque a entrada de ar para a caldeira causará maiores dificuldades na captura do CO<sub>2</sub>, que ficará mais diluído no fluxo gasoso, sendo um problema quando se pretende trabalhar sob estas condições, pelo facto de a entrada de ar de uma caldeira normal ser da ordem dos 8 a 16% (Anheden, Jinying e De Smedt 2005).

Outro factor que pode interferir com o sucesso da aplicação da tecnologia é o comportamento dos materiais que constituem a caldeira, uma vez que foram dimensionados para lidar com outro tipo de atmosfera de queima menos ácida, e que perante as altas temperaturas e as grandes concentrações de CO<sub>2</sub> consequentes do novo funcionamento têm um comportamento imprevisível que podem resultar em situações de corrosão (DOE/NETL 2010).

O perigo de corrosão na caldeira deverá ser investigado em maior profundidade para determinação do risco real em casos de *retrofitting*, sendo que quando estes limites forem conhecidos, poder-se-ão construir caldeiras com outro tipo de materiais mais adequados (Jordal, et al. 2004).

Um outro problema que a tecnologia de oxi-combustão enfrenta, é o modo como se obtém o O<sub>2</sub> puro. De todas as apresentadas, a separação criogénica é actualmente a única tecnologia que permite



produzir grandes quantidades de O<sub>2</sub>: todos os outros processos precisam de ser melhorados e testados à escala comercial para oferecerem fiabilidade e robustez (DOE/NETL 2010).

No entanto, parece que à partida, a aplicação de qualquer outra das tecnologias de obtenção de O<sub>2</sub> apresentadas em 7.3.1, permitiriam integrar a obtenção de O<sub>2</sub> puro com a produção de energia eléctrica, e assim contribuir para a diminuição da penalização energética associado à obtenção do O<sub>2</sub>.

Apesar disso, pela falta de centrais de demonstração, será impossível determinar o impacto da aplicação das outras formas de obtenção do O<sub>2</sub> na eficiência da central, nos investimentos com o material e nos custos da electricidade produzida (Jordal, et al. 2004).

O grau de pureza do O<sub>2</sub> usado na combustão também afecta a economia do sistema, pois quanto maior este valor, mais energia é gasta pela unidade de separação do ar; outro exemplo, é a maior concentração de O<sub>2</sub> durante a queima, que contribuirá para produção de um fluxo de CO<sub>2</sub> mais concentrado, que é mais facilmente capturado contribuindo para a diminuição dos gastos energéticos associados à compressão (Okawa, et al. 1997).

O facto de os volumes de gás a tratar serem mais pequenos neste tipo de combustão, assim como as maiores concentrações de CO<sub>2</sub> no fluxo gasoso obtido relativamente a uma combustão convencional são factores que podiam contribuir para o sucesso desta tecnologia. No entanto, enquanto a separação do O<sub>2</sub> se fizer em unidades de separação do ar, esta tecnologia fica muito cara devido às grandes necessidades energéticas desta unidade (Figuerola, et al. 2008).

A optimização e integração da ASU na central contribuiriam para um grande passo na optimização energética da central, pois o modo como se obtém o O<sub>2</sub> puro é actualmente a principal questão que pode contribuir para aumentar significativamente a competitividade da oxi-combustão comparativamente à pós-combustão.

Em Setembro de 2008 a Vattenfall começou a operar uma central piloto de captura de CO<sub>2</sub> por oxi-combustão de 30 MW em Schwarze Pumpe na Alemanha. Esta unidade piloto vai contribuir com dados fundamentais para continuar o desenvolvimento desta tecnologia. A empresa prevê ainda que para uma central de captura de grande escala, o custo da oxi-combustão rondará os 40€/tonelada de CO<sub>2</sub> capturado (H. Herzog 2009a).

A tabela seguinte pretende resumir os aspectos mais importantes da captura por oxi-combustão.

Tabela 7-8 – Vantagens e desafios da oxi-combustão

Vantagens	Desafios
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Os produtos da combustão são formados maioritariamente por CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, que são facilmente separáveis.</li> <li>-As temperaturas mais altas na caldeira fazem aumentar a transferência de calor e poder-se-ão construir caldeiras mais pequenas.</li> <li>-Os volumes de gás a tratar são mais pequenos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Redução dos custos da produção de O<sub>2</sub>.</li> <li>-Conversão das caldeiras existentes para as novas condições de queima.</li> <li>-Prevenir entrada de ar para a caldeira sem ser apenas O<sub>2</sub> puro.</li> <li>-Garantir que os materiais constituintes da caldeira resistam às altas temperaturas e às condições corrosivas que se formam.</li> </ul>

## 7.4 Pré-combustão

### Princípio de funcionamento

A principal aplicação da captura por pré-combustão é em centrais a gás de ciclo combinado, e como tal, este subcapítulo vai ser mais sucinto do que os anteriores, uma vez que não está em causa a aplicação desta tecnologia à central do Pego, mas é importante referir ainda uma terceira opção de captura do CO<sub>2</sub>.

O princípio de captura do CO<sub>2</sub> por pré-combustão é a separação do CO<sub>2</sub> antes de o combustível ser queimado, começando por transformá-lo numa mistura de CO e H<sub>2</sub>, o gás de síntese. Depois deste primeiro passo, o gás de síntese é tratado através de uma reacção *shift*, que visa convertê-lo numa mistura composta por um fluxo de H<sub>2</sub> (que será usado para produção de energia) e outro de CO<sub>2</sub>. Para produzir o gás de síntese a partir do combustível, é necessário adicionar ao combustível vapor de água,

num processo de *steam reforming*, e oxigénio, num processo de oxidação parcial (no caso do combustível ser gasoso ou líquido), ou gasificação (no caso do combustível ser sólido) (H. Herzog 2009a), (Eide e Bailey 2005).

As reacções de formação do gás de síntese a partir do combustível estão descritas nas equações químicas abaixo.



Estas duas reacções são seguidas da conversão *shift*, exotérmica, em que o monóxido de carbono reage com a água para formar CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>,



Depois da reacção [3] a concentração de CO<sub>2</sub> na mistura será entre 15-60%, com uma pressão entre 20-70 atm e a separação dos dois componentes far-se-á através de absorção com solventes físicos ou químicos. A reacção de *reforming* acontece a alta temperatura, 800-900°C, e a pressão de cerca de 20-30 atm, pois quanto maior a temperatura, melhor se consegue otimizar a conversão do combustível em H<sub>2</sub>. A reacção de oxidação parcial acontece a temperaturas de 800-1800 °C (DOE/NETL 2010).

Um benefício da aplicação desta técnica é a vantagem de se produzir H<sub>2</sub> puro, podendo ser usado para geração de electricidade, produzindo apenas como subproduto desta conversão oxigénio e água. O gás resultante do *reforming* é arrefecido numa caldeira que gera o vapor necessário para as reacções de *shift* (DOE/NETL 2010).

Esta tecnologia é importante pois permite fazer a ponte entre a economia do hidrogénio e a captura do CO<sub>2</sub>. As previsões futuras no sector energético serão de que cada vez mais se instalem centrais a gás de ciclo combinado pelo menor efeito no ambiente por serem menos poluentes do que as centrais a carvão. A Fig. 7-11 representa um esquema da captura por pré-combustão.

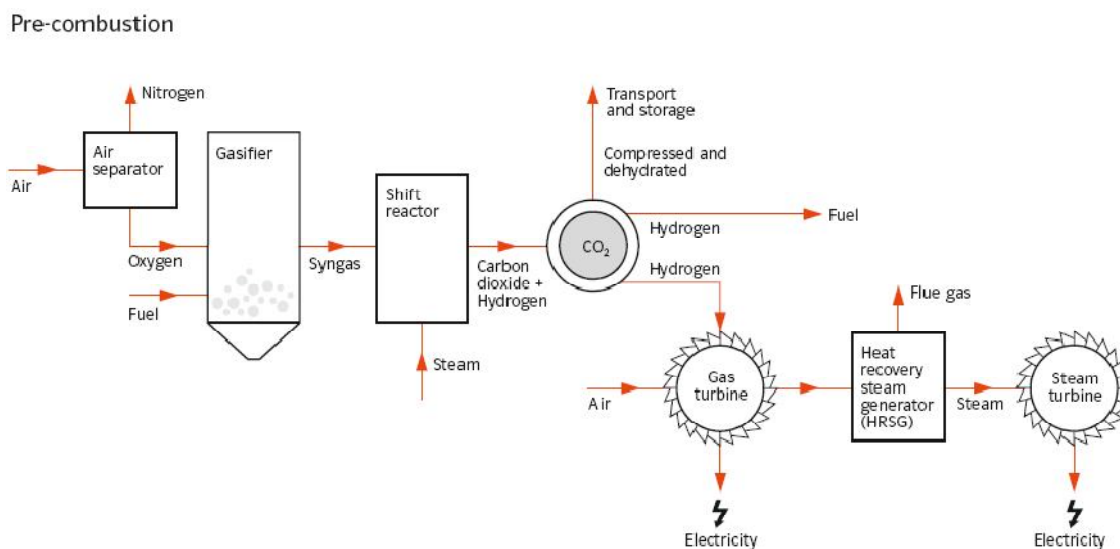
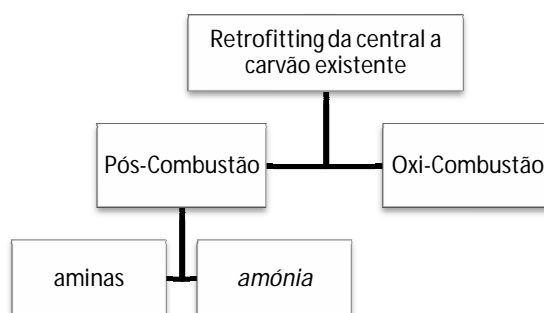


Fig. 7-11 – Pré-combustão (E-ON 2010)

## 7.5 Comparação Entre as Diferentes Tecnologias de Captura do CO<sub>2</sub>

Para realizar o *retrofitting* de uma central existente a carvão a forma de capturar o CO<sub>2</sub> por pré-combustão não se aplica, estando este tipo de captura mais indicado para centrais a gás de ciclo combinado. Como tal, restam duas tecnologias que podem eventualmente ser usadas para fazer o *retrofitting* da Central Termoelétrica do Pego: a pós-combustão ou a oxi-combustão.

Fig. 7-12 – Opções para realizar o *retrofitting* da Central do Pego

Não existe uma tecnologia claramente vantajosa em termos de custos, performance ou fiabilidade: os custos variam para cada tecnologia e implicam sempre alguma incerteza. As performances são semelhantes, conseguindo qualquer uma delas recuperar mais de 85% do CO<sub>2</sub> emitido, a fiabilidade é incerta para os dois casos (não existem unidades de grande dimensão a operar) e a penalização na eficiência da central é semelhante tanto para um sistema como para o outro, rondando os 10%.

Assim, a avaliação da possibilidade de *retrofitting* de centrais existentes não é fácil, por todos os problemas técnico-económicos que esta adaptação pode acarretar no funcionamento da central, e o que se pretende nos pontos seguintes é avaliar os prós e contras das tecnologias para tirar uma conclusão.

O *retrofitting* de centrais implica custos, nomeadamente no que respeita ao aumento do custo da electricidade produzida, ao aumento dos custos de operação e manutenção e à redução do *output* energético da central devido às necessidades de energia extra para funcionamento da unidade de captura, (H. Herzog 2009a), (DOE/NETL 2010).

Outros factores que também condicionam a decisão de instalar um sistema de captura são a previsão de produção de electricidade e o papel da Central no sistema electroprodutor nos próximos anos, a distância a sítios de armazenamento relativamente perto, a existência de espaço físico ao redor da central disponível para instalar a nova unidade (o que para este caso não é um problema uma vez que existe muito terreno à volta da Central), e ainda os anos de vida da Central (Tabela 7-9).

Tabela 7-9 - Aspectos relacionados com o *retrofitting* de centrais de produção de energia eléctrica comuns para as duas tecnologias

<b><i>Retrofitting</i> de centrais de produção de energia eléctrica</b>
Custos com aquisição do equipamento de captura
Aumento dos custos de operação e de manutenção da central
Aumento dos custos da electricidade produzida
Redução da energia produzida pela central e necessidade de, se necessário, instalar potência extra para fazer face ao aumento das necessidades energéticas.
Diminuição da eficiência da central
Proximidade com locais de armazenamento
Tempo que a central terá que estar desligada devido às obras de <i>retrofitting</i>
Áreas disponíveis para implementação da unidade de captura perto da central
Design, idade da central e perspectivas de funcionamento futuro.
Grau de pureza do CO <sub>2</sub> produzido para transporte

Uma das principais vantagens de utilizar um sistema de pós-combustão para captura do CO<sub>2</sub> é a facilidade de *retrofitting* de uma central já existente, por não ser preciso modificar substancialmente o processo de produção de energia eléctrica e a forma de produção de electricidade não ser afectada pela unidade de captura, para além de ser indicada no tratamento de fluxos gasosos com baixa concentração de CO<sub>2</sub>.

No entanto a perda de eficiência associada a um sistema de captura por pós combustão numa central sub-crítica pode significar uma penalização na eficiência de 10,6% (eficiência de 36,8% na central sem captura para 26,2% com captura) (DOE/NETL 2010). Isto acontece porque a energia eléctrica para fazer funcionar os componentes da unidade e o vapor para promover o calor necessário para

regeneração são retiradas da central principal. O vapor retirado influencia a menor produção de electricidade porque menos vapor chega à turbina, enquanto as necessidades energéticas diminuem o output eléctrico. Por outro lado, a tecnologia de oxi-combustão, apresenta vantagens relacionadas com o aumento do rendimento térmico do processo, com a redução do fluxo dos fumos resultantes da combustão (podendo-se reduzir o tamanho dos equipamentos, e por consequência, dos investimentos), com a facilidade de captura do CO<sub>2</sub> por se obter um fluxo concentrado deste gás, e com a diminuição dos custos de tratamento dos fumos, pois à partida não são necessárias as unidades FGD e SCR (Bohm 2006).

Tabela 7-10 - Modificações que a central terá que sofrer para albergar um sistema de captura pós-combustão por aminas. Adaptado de (Bohm 2006)

Componente	Modificações para <i>retrofitting</i>
Caldeira	Sem modificações - mas o output da caldeira não é suficiente para fornecer o vapor necessário para regeneração do solvente
Sistema de limpeza dos gases	Modificações moderadas - SCR/ESP não necessitam de modificações mas o sistema FGD poderá ter que ser melhorado para atingir os valores mínimos de concentração do SO <sub>2</sub> que não reaja com o MEA
Tubagens	Modificações moderadas - os gases de combustão têm que ser orientados para o sistema de captura.
Turbinas/Gerador	Modificações significativas - a turbina poderá ter que ser repensada para uma óptima integração que permita uma boa performance da central a menos que se recorra à produção de vapor a partir de outra fonte
Auxiliares eléctricos	Modificações pequenas – necessidade de electricidade extra para fazer funcionar bombas e ventoinhas
Balanço da central	Modificações significativas – a instalação de bombas, ventoinhas, sistema para comprimir e secar o CO <sub>2</sub>

Como evidenciado na Tabela 7-10, o *retrofitting* de centrais com captura do CO<sub>2</sub> por pós-combustão não acarreta grandes barreiras técnicas. Estes sistemas têm ainda a vantagem de oferecer flexibilidade na medida em que se a unidade de captura deixar de funcionar por qualquer razão a produção de electricidade pode continuar a decorrer sem prejuízo para a energia entregue à rede, uma vez que são sistemas independentes. Já o mesmo não acontece na captura por oxi-combustão devido à integração da unidade de captura com a Central, podendo-a prejudicar neste aspecto (Herzog et al., 2009).

A distribuição da energia gasta num sistema de pós combustão segundo (H. Herzog 2009b) está evidenciada na Fig. 7-13.

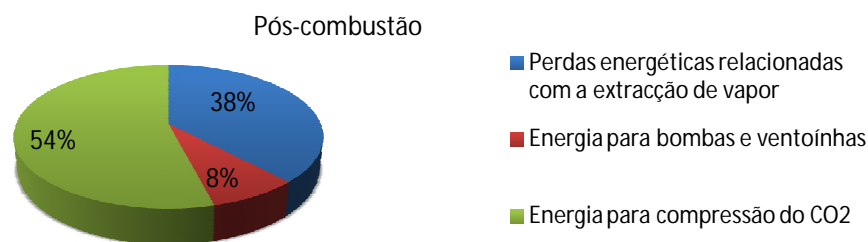


Fig. 7-13 – Adaptado de (H. Herzog 2009b)

Já um sistema de captura por oxi-combustão apresenta outras características para realização de *retrofitting* (Tabela 7-11).

Tabela 7-11 - Modificações que a Central terá que sofrer para a instalação de um sistema de captura por oxi-combustão. Adaptado de (Bohm 2006)

Componente	Modificações para <i>retrofitting</i>
Caldeira	Modificações significativas - o sistema de fornecimento de O <sub>2</sub> possivelmente precisará de ser melhorado para minimizar a entrada de ar.
Sistema de limpeza dos gases	Modificações pequenas - SCR pode não ser necessário ou precisar de modificações para funcionar com o gás rico em CO <sub>2</sub>
Tubagens	Modificações moderadas - adição de um sistema de reciclagem dos gases

Componente	Modificações para <i>retrofitting</i>
Turbinas/Gerador	Modificações pequenas - a mesma quantidade de vapor será entregue à turbina
Auxiliares eléctricos	Modificações significativas - fornecimento de energia à ASU e às bombas
Balanco da central	Modificações significativas - que se prendem com a instalação de bombas, ventoinhas, e sistema para comprimir e secar o CO <sub>2</sub>

Apesar de ainda não haver demonstrações desta tecnologia em larga escala e das modificações ao nível da caldeira serem significativas, a aplicação da oxi-combustão parece ser uma solução que poderá diminuir os custos associados à captura do CO<sub>2</sub> porque a quantidade de vapor entregue às turbinas não se modificará e o fluxo de CO<sub>2</sub> obtido já vem pressurizado, diminuindo os custos associados à compressão.

A possível distribuição da energia gasta num sistema de pós combustão segundo Herzog está evidenciada na Fig. 7-14.

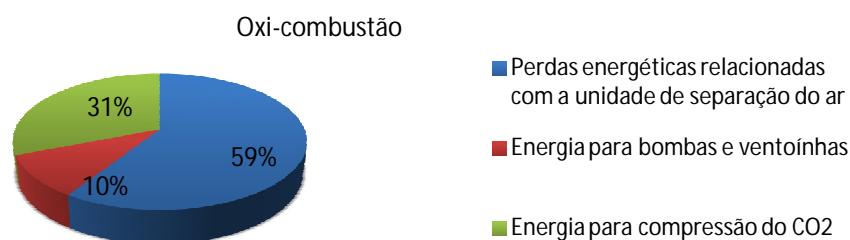


Fig. 7-14 – Adaptado de (H. Herzog 2009b)

Tabela 7-12 - Desafios inerentes à captura do CO<sub>2</sub> por pós-combustão e por oxi-combustão

Pós-Combustão	Oxi-Combustão
<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub> presente nos gases de combustão tem baixa concentração;</li> <li>- O fluxo de gases resultantes da queima apresenta baixa pressão;</li> <li>- Contaminantes podem influenciar seriamente o funcionamento da unidade de captura;</li> <li>- Energia para regenerar o solvente é muito elevada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modificações significativas na caldeira</li> <li>- Elevadas temperaturas na caldeira durante a combustão;</li> <li>- Necessidade de reciclar grande parte dos gases de combustão – modificações neste sistema</li> <li>- Produção de O<sub>2</sub> é muito cara e muito consumidora de energia</li> </ul>

Para melhor ilustrar as diferenças entre a oxi e a pós-combustão foram analisados vários estudos realizados que tiveram como objectivo a quantificação, avaliação e comparação dos impactos que a unidade pode ter na performance da central (Parsons *et al.*, 2002; Singh, *et al.*, 2003; Ciferno *et al.*, 2005; MIT, 2007; Blomen, 2009; DOE/NETL, 2008).

Na Tabela 7-13 são comparadas as condições de operação da caldeira para a combustão convencional, onde se aplicaria a captura por pós-combustão, e a queima do combustível por oxi-combustão.

Tabela 7-13 - Condições de operação da caldeira. Adaptado de (Singh *et al.*, 2003)

Parâmetro	Pós-Combustão	Oxi- Combustão
Grau de pureza do O <sub>2</sub>	20,9%	99,5%
Fluxo de ar ou de O <sub>2</sub>	1505 ton/h	300 ton/h
Fluxo de gases de combustão resultantes	57 338 kg mol/h	39 168 kg mol/h
% de gases reciclados	-	71,0 %
Água removida dos gases de combustão	2705	4908
<i>Composição dos gases de combustão – base húmida (mol %)</i>		
N <sub>2</sub>	69,95 %	4,20 %
O <sub>2</sub>	2,85 %	3,00 %
SO <sub>2</sub>	0,02 %	0,12 %
Ar	0,90 %	0,21 %
H <sub>2</sub> O	11,68 %	18,92 %
CO <sub>2</sub>	14,59 %	73,55 %

Como se pode observar pelos dados apresentados as condições de operação da caldeira iriam mudar substancialmente com a implementação de um sistema de oxi-combustão: obter-se-ia um menor volume de gases, a quantidade de água a remover dos gases de combustão seria maior e a composição dos gases resultantes iria modificar-se, permanecendo uma incógnita o efeito que a composição destes iria ter nos materiais constituintes da caldeira.

Outro estudo (Parsons e Shelton 2002) simulou o desempenho de dois sistemas de captura desenhados para capturar 95% do CO<sub>2</sub> produzido pela central, um através de pós-combustão por MEA e o outro por oxi-combustão, em comparação com uma central sem captura de CO<sub>2</sub>, e os resultados estão nas figuras seguintes.

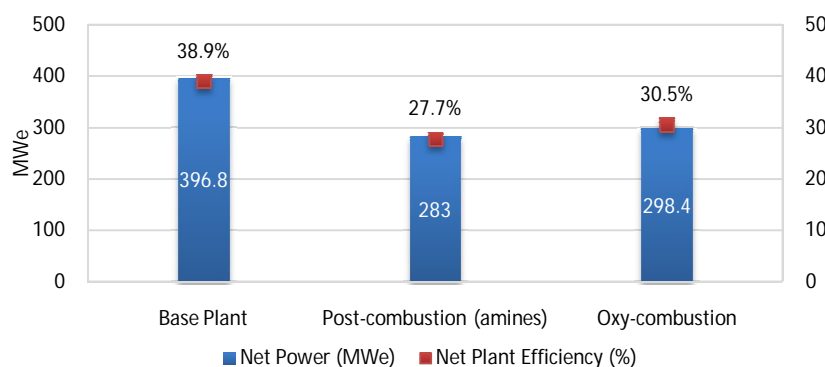


Fig. 7-15 - Comparação da potência e eficiência dos sistemas de captura por pós e oxi-combustão relativamente a uma central sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002)

Da Fig. 7-15 podemos observar que uma central sem captura é a que apresenta a melhor eficiência e maior potência debitada, e que um sistema de oxi-combustão consegue ter menores penalizações na eficiência e potência, relativamente a um sistema de captura por pós-combustão com base em aminas. O mesmo estudo comparou ainda as emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>, e os resultados foram os evidenciados na Fig. 7-16.

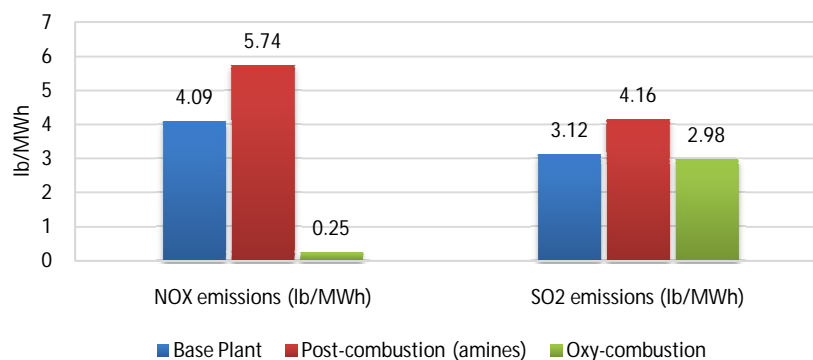


Fig. 7-16 - Comparação das emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> numa central com e sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002)

Pelas razões já apresentadas no capítulo referente à oxi-combustão (7.3), a implementação de um sistema de oxi-combustão conduz à diminuição das emissões de NO<sub>x</sub> pelo facto da queima acontecer numa atmosfera maioritariamente composta por O<sub>2</sub> e à diminuição das emissões de SO<sub>x</sub>, devido ao menor volume de gases resultantes da queima.

Já num sistema de pós-combustão, as emissões tanto de um composto como do outro, aumentaram relativamente à central sem captura, porque foi necessário queimar mais combustível para fornecer a energia extra que fizesse funcionar o sistema de captura.

Relativamente aos custos da electricidade, (Fig. 7-17) o sistema de pós-combustão fez aumentar o custo de produção eléctrica em cerca de 1,8 vezes mais, para 76,7\$/MWh, enquanto o sistema de captura por oxi-combustão em cerca de 1,6 vezes mais, para 68,8 \$/MWh.

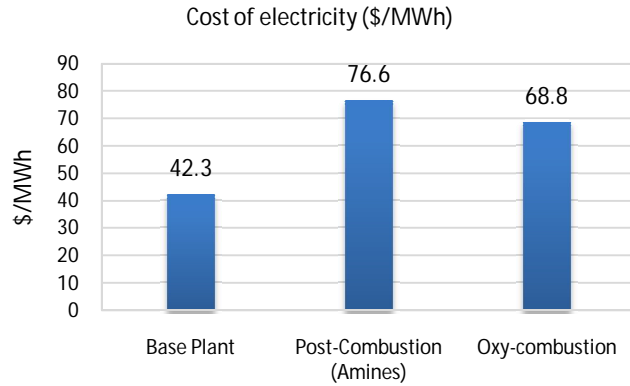


Fig. 7-17 - Comparação do custo da electricidade dos sistemas de captura por pós e oxi-combustão, relativamente a uma central sem sistema de captura. Adaptado de (Parsons e Shelton 2002)

Também o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE/NETL 2007b) simulou o *retrofitting* de uma central a carvão com um sistema de captura de 90% do CO<sub>2</sub> produzido através de aminas cuja tecnologia remonta a 2006. Alguns dos resultados estão evidenciados na Tabela 7-14.

Tabela 7-14 – Resultado da simulação do *retrofitting* de uma central com um sistema para capturar 90% do CO<sub>2</sub> (DOE/NETL 2007b)

Parâmetro	Sem captura	Com 90% de captura
Potência	433,8 MW	303,3 MW
Eficiência	35%	24,4%
Emissões CO <sub>2</sub>	908 g/kWh	59 g/kWh
Energia para regeneração do solvente	-	3,6 MJ/kg
Custos do CO <sub>2</sub> evitado	-	89 \$/ton

Esta simulação resultou numa diminuição de 31% da potência fornecida no caso da aplicação da unidade de captura, uma redução da eficiência de cerca de 10,6 pontos percentuais e a redução significativa das emissões para 59 g/kWh.

Outro estudo realizado pelo MIT em 2007, *'The Future of Coal'*, fez a análise e comparação de vários estudos feitos até então (entre 2000 e 2004), ajustando aos valores económicos de 2005. As figuras seguintes pretendem evidenciar as fontes de perda de eficiência dos sistemas de captura por pós-combustão e por oxi-combustão.

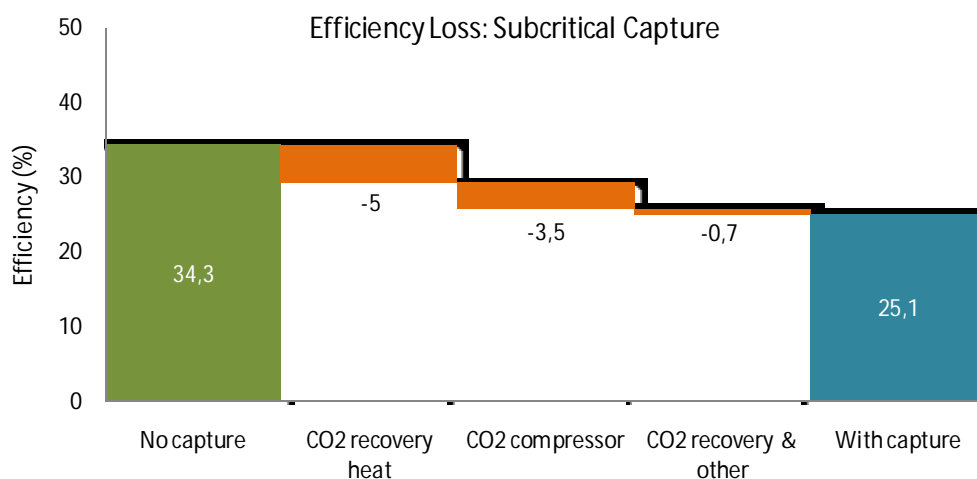


Fig. 7-18 - Efeito de um sistema de pós-combustão para captura do CO<sub>2</sub> na eficiência da central. Adaptado de (MIT 2007)



No sistema de captura por pós-combustão cuja eficiência se apresenta na Fig. 7-18, houve uma diminuição de 9,2 pontos percentuais na eficiência da central, e o parâmetro que mais influência teve nesta diminuição, de 5 pontos percentuais, foi o calor necessário para regenerar o solvente.

Por outro lado, no sistema de captura por oxi-combustão da Fig. 7-19, houve uma diminuição na eficiência de 7,9 pontos percentuais - houve um aumento na eficiência de três pontos percentuais devido a melhorias no sistema da caldeira, assim como o facto de a queima se dar numa atmosfera onde mais facilmente há transferência de calor, havendo no entanto um grande gasto energético, de cerca de seis pontos percentuais, associado à obtenção de O<sub>2</sub> puro pela ASU.

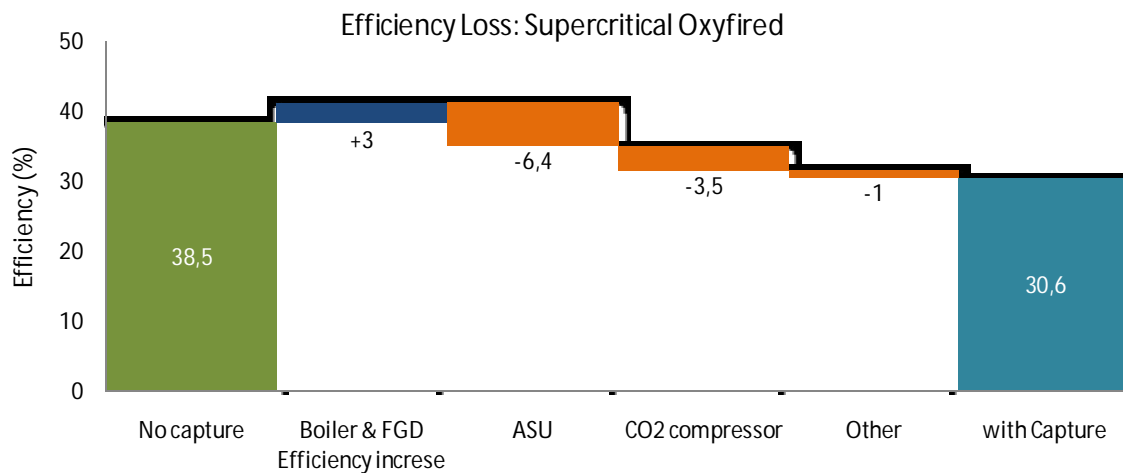


Fig. 7-19 - Efeito do sistema de captura por oxi-combustão na eficiência da central. Adaptado de (MIT 2007)

Segundo a mesma publicação (MIT 2007), a performance de um sistema de 90% de captura por aminas numa central sub-crítica de 500 MWe pode ver-se na Tabela 7-15.

Tabela 7-15 – Valores de referência. Adaptado de (MIT 2007)

Parâmetro	Sem captura	Com 90% de captura - Aminas
Eficiência (HHV) %	34,3%	25,1%
Carvão consumido	208 ton/h	284 ton/h
CO <sub>2</sub> emitido	466 ton/h	63,6 ton/h
CO <sub>2</sub> capturado	0 ton/h	573 ton/h
Emissões CO <sub>2</sub>	931 g/kWh	127 g/kWh
Custos do CO <sub>2</sub> evitado (\$ <sup>22</sup> /ton)	-	41,3

Já a publicação “CO<sub>2</sub> capture ready coal power plants” (DOE/NETL 2008) analisa os custos inerentes à aplicação de um sistema de 90% de captura por aminas numa central existente a carvão de 550 MW, com uma eficiência de 39,1%. Na tabela Tabela 7-16 pode-se ver um resumo dos resultados.

Tabela 7-16 - (DOE/NETL 2008)

	Sem captura	Com 90% de captura - Aminas
Eficiência (HHV) %	34,3%	25,1%
CO <sub>2</sub> emitido( kg/MWh)	804	117
Custo do CO <sub>2</sub> capturado (\$/ton)	-	67
Custos do CO <sub>2</sub> evitado (\$/ton)		103

Todos os estudos aqui apresentados no geral apontam para uma diminuição significativa do CO<sub>2</sub> emitido mas com redução da eficiência da central original a rondar os 10%. Já os custos do CO<sub>2</sub> por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado variam entre os 41 e os 103 \$/ton.

<sup>22</sup> USD



### 7.5.1 Oxi-Combustão ou Pós-Combustão na Central do Pego?

De um modo geral a queima do combustível na presença de O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> conduz à produção de CO<sub>2</sub> com elevado grau de pureza, que facilita a captura contribuindo para uma diminuição da penalização energética associada à limpeza, separação e compressão do CO<sub>2</sub> (S. I. Plasynski, et al. 2009).

No entanto, apesar da menor penalização energética e do aumento de custo da electricidade não ser tão grande relativamente a um sistema de captura por aminas, como apresentado nos estudos anteriores, o sistema de captura por oxi-combustão tem um grande inconveniente: o facto de as modificações ao nível da caldeira e no sistema de ar serem bastante significativas.

O tempo do que a Central teria que estar parada para realizar a instalação de um sistema de pós-combustão é menor que o tempo necessário à instalação de um sistema de oxi-combustão - no primeiro caso, não é necessário parar a actividade da Central, acontecendo o contrário com a unidade de oxi-combustão, que, pelas grandes modificações que irá sofrer no sistema de queima, terá que ser parada durante o período de instalação da nova unidade.

Outro aspecto relacionado com a implementação de um sistema de captura por oxi-combustão na Central do Pego será a mudança da composição dos gases de combustão, que pode ter um efeito descontrolado nos materiais constituintes da caldeira, pois há o risco destes não serem suficientemente resistentes às elevadas temperaturas que a caldeira passaria a ter com a incorporação do novo sistema.

Também o facto de se ter realizado um grande investimento em 2008 com a implementação dos sistemas de tratamento de efluentes gasosos, é um ponto a desfavor para a utilização da tecnologia de captura por oxi-combustão, pois são sistemas que não estão ajustados às novas condições de operação da Central, e que perante a nova composição dos gases iriam ter uma actividade acessória, pela diminuição dos efluentes a tratar, e imprevisível, pela constituição destes.

Apesar da generalidade dos estudos mostrarem que a captura do CO<sub>2</sub> através de um processo de oxi-combustão possa ser vantajosa, não se justificará a mudança do sistema de queima da Central, assim como não se justificarão os riscos eventuais de corrosão que os materiais constituintes da caldeira possam sofrer, associados à nova constituição dos gases produzidos e às elevadas temperaturas que se iriam atingir, e desta forma, a escolha do recairá num sistema de captura por pós-combustão.

Pelos aspectos apresentados nos parágrafos anteriores, e também pelo facto da quantidade de CO<sub>2</sub> nos gases de exaustão ser pequena, a forma eventualmente mais indicada de separação do CO<sub>2</sub> na Central do Pego é pelo processo de pós-combustão, pois é uma técnica menos dependente da pressão parcial do CO<sub>2</sub>.

Dento dos sistemas de pós-combustão, com foi referido anteriormente, as duas formas em condições de aplicação a curto prazo, e já em comercialização e teste em centrais à escala comercial, são a captura do CO<sub>2</sub> com soluções à base de aminas ou à base de *ammonia*.

### 7.5.2 Aminas ou *Chilled Ammonia*?

A captura do CO<sub>2</sub> pelo processo *chilled ammonia* tem vindo a ganhar importância por registar um comportamento mais favorável ao nível das necessidades energéticas: como a reacção de regeneração do solvente acontece a temperaturas mais baixas, existe menor consumo energético e consequentemente menor penalização ao nível da performance da central (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

O valor comercial que os resíduos formados durante a captura por *chilled ammonia* têm é uma vantagem relativamente aos resíduos produzidos na captura por aminas, que têm que ser tratados convenientemente (Herzog, Meldon e Hatton 2009a).

Já em 1999, Yeh & Bai comprovaram que a capacidade de absorção do CO<sub>2</sub> difere consoante o solvente, sendo que o NH<sub>3</sub> apresenta uma melhor performance, assim como eficiência de remoção mais elevada que poderá chegar aos 99% relativamente ao sistema de absorção por aminas, que terá uma eficiência de cerca de 94%.

Também o mesmo estudo, concluiu que a relação entre a quantidade de CO<sub>2</sub> capturado e solvente usado será para o NH<sub>3</sub> de 1,20 kg CO<sub>2</sub>/kg NH<sub>3</sub>, e para o MEA será de 0,40 kg CO<sub>2</sub>/kg MEA (Yeh e Bai 1999).

Noutro estudo mais recente (Pellegrini et al., 2009) mostra-se que a amónia é um absorvente que apresenta eficiência de remoção mais elevada a concentrações de solventes mais baixas, o que favorece bastante esta tecnologia devido às baixas concentrações de CO<sub>2</sub> resultantes da combustão convencional.

Já a nível energético, a quantidade de vapor necessário para regenerar a amónia (por kg de CO<sub>2</sub> capturado) é 1/3 do necessário para regenerar o MEA, e estimativas indicam que os custos de operação e de capital são mais baixos (15- 20%) na captura por chilled ammonia (Ciferno e Plasynski 2005), (Resnik, Yeh e Pennline 2004).

Na Fig. 7-20 podem ver-se os dados do estudo, (Ciferno e Plasynski 2005), que comparou a performance dos sistemas de captura por aminas e por *chilled ammonia*.

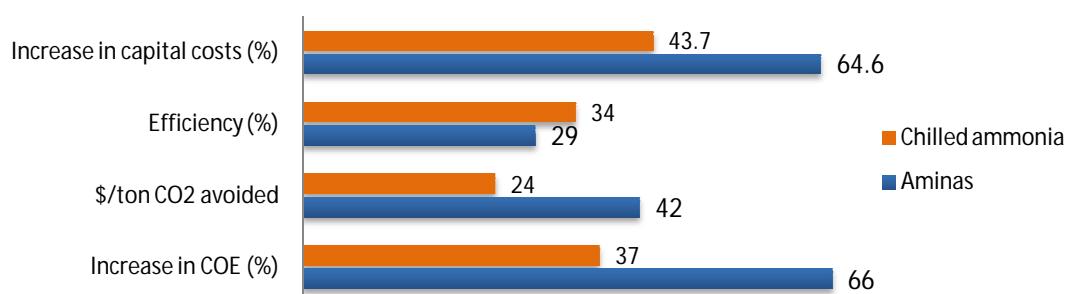


Fig. 7-20 - Efeito dos sistemas de captura por pós-combustão na performance de uma central.  
Adaptado de (Ciferno e Plasynski 2005)

Os dados da figura anterior permitam-nos observar que uma central dotada de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> por *chilled ammonia* tem uma melhor performance relativamente a uma central com captura do CO<sub>2</sub> por aminas. Os custos com o capital são para a captura por chilled ammonia mais baixos, a eficiência final da central seria menos penalizada com esta tecnologia, os custos por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada seriam mais baixos e os custos de produção de energia cerca de metade dos custos com um sistema à base de aminas.

Algumas empresas estão a testar a performance destes dois tipos de solventes em condições reais, por isso é fundamental esperar por esses valores para poder comparar esses dados. Enquanto empresa que desenvolve tecnologias de captura de CO<sub>2</sub>, a Alstom<sup>23</sup> prevê que os seus sistemas estejam prontos e validados para comercialização entre 2015 e 2020 (Fig. 7-21).

Capture	Roadmap					
	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Post-comb.	Pilot / Demo		Pre-commercial	Commercialization		
Oxy-comb.	Pilot / Demo		Pre-commercial	Commercialization		
Pre-comb.	Pilot / Demo		Pre-commercial	Commercialization		

Fig. 7-21 – Previsões para a comercialização das tecnologias de captura desenvolvidas pela Alstom (Alstom 2008)

<sup>23</sup> A Alstom é uma multinacional francesa que actua na área das infra-estruturas de energia e dos transportes ferroviários. Actualmente é uma das empresas que está a desenvolver sistemas CCS nos Estados Unidos da América e na Europa.



## 8. Transporte e Armazenamento do CO<sub>2</sub>

### 8.1 Transporte

Depois de capturado o CO<sub>2</sub> é comprimido até cerca de 150 bar (S. I. Plasynski, et al. 2009) para ser transportado sob a forma gasosa por *pipelines* ou navios, ou em estado líquido por navios, *pipelines* ou transporte terrestre (IEA 2008a) até aos locais de armazenamento.

O transporte de CO<sub>2</sub> por *pipelines* é comum e associado a actividades de EOR e o EGR. Nos EUA existem cerca de 5600 km de infra-estruturas dedicadas a este fim em funcionamento há quase quatro décadas com capacidade de transportar cerca de 50 Mt de CO<sub>2</sub> anuais (IEA 2008a). Estas estruturas à base de aço que não sofrem corrosão na presença de CO<sub>2</sub> seco são semelhantes àquelas que transportam o gás natural. À escala de desenvolvimento do CCS pretendida em 2050, onde se prevê que não só as centrais térmicas mas também as indústrias tenham sistemas de captura do CO<sub>2</sub>, a melhor forma de o transportar é via *pipelines* (S. I. Plasynski, et al. 2009).

O *pipeline* de transporte de CO<sub>2</sub> mais antigo é o Canyon Reef no estado do Texas, EUA, associado a uma central de processamento de gás que iniciou suas actividades em 1972 e que tem cerca de 225 km de extensão com capacidade de transportar anualmente cerca de 5Mt de CO<sub>2</sub> (IPCC 2005).

Tabela 8-1 – *Pipelines* existentes de grande comprimento (IPCC 2005)

Pipeline	Localização	Capacidade (Mt CO <sub>2</sub> /ano)	Comprimento	Final da construção
Canyon Reef	USA	5,2	225	1972
Cortez	USA	19,3	808	1984
Sheep Mountain	USA	9,5	660	-
Val Verde	USA	2,5	130	1998
Bati Raman	Turquia	1,1	90	1983
Weyburn	USA/Canadá	5,0	328	2000

A utilização de *pipelines* é adequada quando a distância aos locais de armazenamento é mais pequena e quando o volume de CO<sub>2</sub> a transportar é muito grande. Por outro lado, quando os volumes de CO<sub>2</sub> têm como destino um local a alguma distância da costa, o transporte por navios poderá ser preferível por ser mais barato. Já o transporte terrestre oferece poucas vantagens, uma vez que os custos com o transporte aumentariam significativamente, apesar de ser uma opção viável numa primeira fase em projectos de investigação e demonstração de pequena escala (IEA 2008a) (IPCC 2005).

Para ser transportado em *pipelines* o CO<sub>2</sub> tem que ser desidratado e não conter H<sub>2</sub>S para evitar corrosão (IEA 2008a) e comprimido a uma pressão acima dos 8MPa para evitar duas fases e ser mais facilmente transportado, diminuindo os custos associados (IPCC 2005). Apesar disto, é possível conceber *pipelines* resistentes à corrosão, que poderiam operar mesmo na presença de água, H<sub>2</sub>S e outros contaminantes.

Em zonas altamente populosas, a passagem destas estruturas deve ser monitorizada para evitar as fugas do CO<sub>2</sub> para a atmosfera, sendo que o tipo de problemas que estas estruturas têm que enfrentar não são maiores que aqueles associados ao transporte de hidrocarbonetos, para além de geralmente as fugas registadas serem em número muito reduzido.

O transporte do CO<sub>2</sub> por navio é potencialmente perigoso, assim como é o transporte de hidrocarbonetos, sendo necessário seguir normas para evitar os eventuais acidentes.

As propriedades do CO<sub>2</sub> liquefeito não são muito diferentes das propriedades dos gases liquefeitos de petróleo, e a tecnologia pode ser adaptada aos transportadores de CO<sub>2</sub>.

No entanto, o desenvolvimento de tamanha infra-estrutura implica um profundo estudo acerca da forma como esta se desenvolverá, isto é, o ideal seria que ela se conjugasse de tal forma que as fontes possíveis do CO<sub>2</sub> se fossem ‘juntando pelo caminho’. Para desenvolver tal infra-estrutura é necessário avaliar as fontes de CO<sub>2</sub> e os locais possíveis de armazenamento, para identificar clusters.

Os custos associados ao transporte de CO<sub>2</sub> estão directamente associados à distância necessária percorrer e à quantidade a ser transportada.

No caso dos *pipelines*, os custos associados ao transporte estão altamente dependentes da sua localização (*onshore* ou *offshore*), do tamanho da rede, do tipo de terreno que atravessam, se atravessam áreas altamente povoadas, se atravessam montanhas, rios ou regiões geladas.

## 8.2 Armazenamento do CO<sub>2</sub>

Depois de capturado e transportado, o CO<sub>2</sub> é injectado em geral a grandes profundidades (> 800m) em formações geológicas de características apropriadas que garantam a retenção e fixação do CO<sub>2</sub> durante milhões de anos. Um local favorável ao armazenamento deverá ter um volume suficientemente grande, deverá ter as condições físico-químicas ideais para armazenar por milhões de anos os volumes de CO<sub>2</sub> injectados e ter uma camada selante que o mantenha (S. I. Plasynski, et al. 2009), (Bachu 2002). Um reservatório ideal necessita de uma rocha porosa e permeável, que apresente capacidade de armazenamento elevada, e ainda tenha uma rocha impermeável a actuar como selante, de forma a evitar subida do CO<sub>2</sub> para camadas geológicas superiores.

Para ser transportando e injectado em profundidade, o CO<sub>2</sub> sofre compressão de modo a reduzir o volume necessário para o armazenamento e a diminuir a sua mobilidade. É injectado através de um ou mais furos numa formação geológica porosa e estável – o mesmo tipo de rocha que reteve naturalmente durante milhões de anos o petróleo, o gás natural e o CO<sub>2</sub> no subsolo - onde fica retido por rochas impermeáveis que actuam como selantes, impedindo a ascensão deste (ZEP 2010).

O armazenamento pode ser efectuado em reservatórios de água salina (rochas porosas saturadas com água de salinidade muito superior à da água do mar, impróprias para consumo doméstico ou uso agrícola, também designados por aquíferos salinos profundos a mais de 800m), em reservatórios de petróleo e gás natural esgotados, em camadas de carvão não exploráveis e noutros ambientes geológicos (basaltos, sedimentos do fundo oceânico sob a forma de hidratos de CO<sub>2</sub>, carbonatação mineral, etc.) (ZEP 2010b).

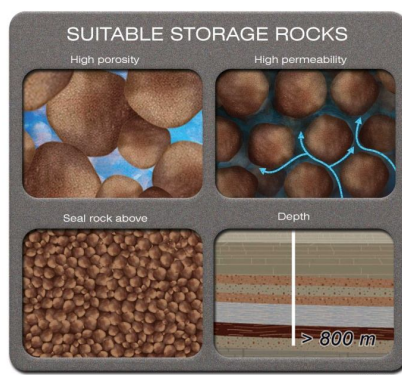


Figura 8-1 - Características das rochas onde é possível de um ponto de vista técnico armazenar geologicamente o CO<sub>2</sub> (CO2CRC 2010)

Uma outra hipótese de armazenamento é ainda o aproveitamento do CO<sub>2</sub> em actividades de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) ou de EGR (*Enhanced Gas Recovery*) – em português, recuperação estimulada de petróleo e gás, respectivamente - técnica que permite aumentar a extracção de petróleo ou de gás de campos praticamente esgotados. Esta técnica usada há já cerca de 30 anos na indústria de exploração de hidrocarbonetos (ZEP 2010b) demonstra que o CO<sub>2</sub> pode ser armazenado com segurança e sem fugas em reservatórios geológicos.

Através da injeção deste gás em profundidade, consegue-se aumentar a vida útil nos campos de exploração de petróleo, recuperando até 40% do petróleo residual deixado no reservatório após a produção inicial e recuperação convencional com injeção de água (Blunt, Fayers e Orr 1993).

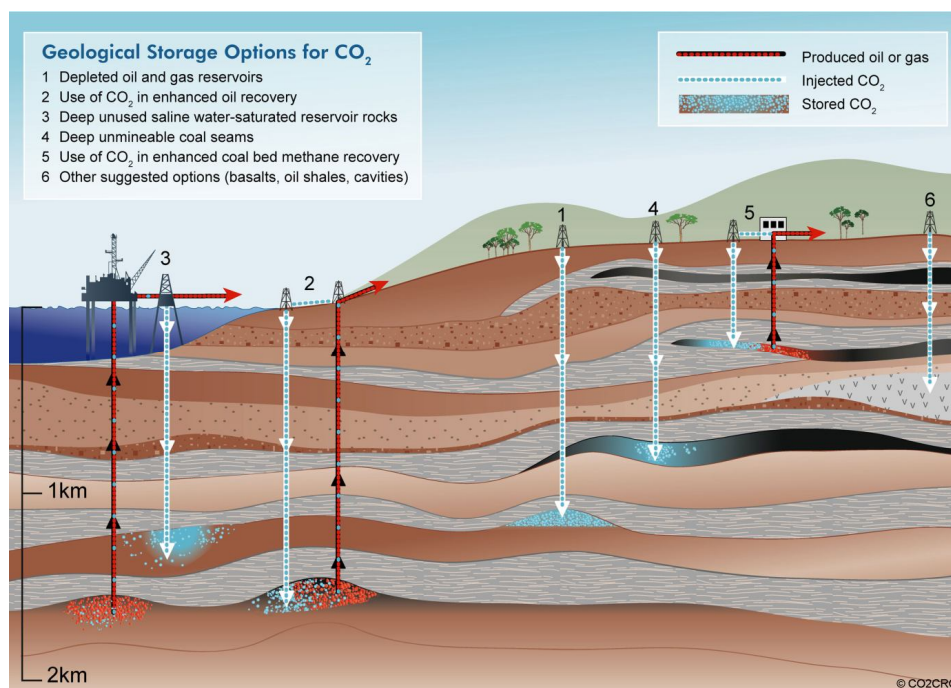


Figura 8-2 – Opções para o armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> (CO2CRC 2010)

Os reservatórios de aquíferos salinos são considerados as formações geológicas com maior capacidade de armazenamento do CO<sub>2</sub> (ZEP 2010b). O projecto de injeção de CO<sub>2</sub> em Sleipner, no Mar do Norte, é o melhor exemplo de um projecto de sucesso de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em aquíferos salinos, que está a injectar cerca de 1 Mt CO<sub>2</sub> por ano desde Setembro de 1996, sem nenhum registo de fugas até ao presente (ZEP 2010b).

Algumas estimativas relativamente à capacidade mundial de armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> apontam para uma capacidade compreendida entre os 2000 a 10 000 Gton de capacidade, valores suficientes para armazenar décadas de emissões se as taxas actuais de 28 Gton por ano permanecerem idênticas (Bradshaw, et al. 2007) (IPCC, 2005). No entanto estes valores podem até ser maiores com o conhecimento cada vez mais profundo no que respeita ao sequestro do CO<sub>2</sub> pela experiência que vai sendo adquirida.

Estima-se que os reservatórios com maior capacidade de armazenar o CO<sub>2</sub> são os aquíferos salinos. No entanto estas estimativas incertas devido à pouca informação de campo existente, não acontecendo o mesmo com os reservatórios de gás e de petróleo, que por serem amplamente estudados devido ao seu valor comercial, são bem conhecidos (H. Herzog, Carbon Dioxide Capture and Storage 2009a).

Apesar destes valores resultarem de estimativas, é consensual que a capacidade para armazenar o CO<sub>2</sub> é mais do que suficiente para que o CCS faça parte de uma estratégia para redução das emissões de CO<sub>2</sub> mundiais.

### 8.3 Segurança no Armazenamento do CO<sub>2</sub>

Como já foi referido, a injeção de CO<sub>2</sub> é efectuada com sucesso na indústria petrolífera desde os anos 70. Actualmente, este tipo de actividade é prevista na legislação, como comprova a Directiva 2009/31/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009, relativa ao armazenamento geológico de dióxido de carbono. Esta directiva exige a selecção adequada do reservatório conjugada com um programa de monitorização para detectar problemas, um sistema de regulação e o uso adequado de métodos de remediação. Estas medidas permitem considerar que os riscos ambientais, de saúde e de segurança do armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> venham a ser muito reduzidos.

#### 8.4 Exemplos de Projectos de Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>

Três exemplos de sucesso da aplicação do armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> observam-se pelos resultados de três projectos ligados à produção de gás natural ou de petróleo: Sleipner, In Salah, e Weyburn-Midale (BRGM 2007).

- Desde 1996 que em Sleipner, a cerca de 200 km da costa da Noruega no Mar do Norte, se injectam por ano, num aquífero salino um milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> provenientes da separação de gás natural (BRGM 2007). Estimativas apontam para que este reservatório permita reter o CO<sub>2</sub> por > 1000 anos (GHG R&D Programme 2007). A par da injeção do CO<sub>2</sub>, também está a acontecer a monitorização do armazenamento, e os dados referentes a este projectos contribuem para aumentar o conhecimento e sustentar a fiabilidade do armazenamento em aquíferos salinos.
- Em 2000 foi lançado o projecto Weyburn, no Canadá, que é o mais completo projecto nesta área, incluindo a captura o transporte, através de um gasoduto que liga os EUA e o Canadá, com cerca de 330 km, e o armazenamento geológico anual de um milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> provenientes de uma central de gasificação nos EUA. O CO<sub>2</sub> injectado contribui para actividades de EOR, significando uma produção acrescida de 1300 milhões de barris de petróleo por ano (BRGM 2007).
- Desde 2004 que em In salah, na Argélia, são injectadas anualmente um milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> num aquífero salino, associadas à produção de gás natural, num consórcio entre a BP, Sonatrach e Statoil. O teor de CO<sub>2</sub> excessivo resultante da extracção do gás natural neste campo é separado, para depois ser comprimido e injectado no mesmo local (Statoil 2010).

## 9. Custos do CCS

Uma vez que o CCS ainda não é uma tecnologia aplicada em condições reais no tratamento de um grande volume de gases, a estimativa dos custos não é consensual: os custos vão depender de vários factores que se prendem com as diferentes fases (captura, transporte e armazenamento) da cadeia CCS. Custos relacionados com a aquisição de equipamentos, com o tamanho da Central, com o combustível usado, com a energia necessária para fazer funcionar a unidade de captura, a distância ao local de armazenamento, a operação e manutenção da Central, a diminuição da energia debitada para a rede são apenas alguns exemplos de variáveis que podem influenciar os custos da captura (WorleyParsons 2009).

Apesar de o grande número de variáveis que vão condicionar os custos, todos os estudos são consensuais num ponto: operar uma central de produção de electricidade com uma unidade de captura de CO<sub>2</sub> é mais caro do que operá-la sem esta.

De um modo geral, o intervalo de valores estimados da penalização energética da potência debitada para um sistema de captura do CO<sub>2</sub> varia entre os 15-28%, e a penalização na eficiência de 8 a 15 pontos percentuais (Page, Williamson e Mason 2009). Estas diferenças variam com o tipo de central, a eficiência, a tecnologia de captura, a percentagem de captura do CO<sub>2</sub>.

Tabela 9-1 – Custos esperados de captura, armazenamento e monitorização (Friedmann 2007)

Parâmetro	\$ <sup>24</sup> / Ton of CO <sub>2</sub>
Captura	\$40-\$80
Armazenamento	\$3-\$8
Monitorização	\$0,2-\$1,0

Para Plasynski et.al, os custos de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> representam apenas 25% dos custos totais, ficando a maior fatia reservada aos custos da unidade de captura (S. I. Plasynski, et al. 2009).

No entanto, os custos de captura e armazenamento são muito dependentes das condições do local, sendo que estas estimativas apresentadas na Tabela 9-1 apenas servem para ilustrar a diferente magnitude de custos inerentes a um sistema CCS (os dados da tabela não incluem despesas com o transporte do CO<sub>2</sub>) (Friedmann 2007).

A publicação do MIT (MIT 2007) estimou com base em estudos realizados entre 2000 e 2004, os custos da captura de CO<sub>2</sub> em centrais existentes. Um sumário dos valores mais relevantes para esta análise pode ser visto na tabela seguinte.

Tabela 9-2 - (MIT 2007)

Parâmetro	Sub-crítica		Super-crítica	
	Sem captura	Com captura	Sem captura	Com captura
Sistema de captura				
Eficiência (%)	34,3	25,1	38,5	29,3
Custo do CO <sub>2</sub> evitado (\$/ton CO <sub>2</sub> )	41,3		40,4	
Custo da electricidade produzida (c/kWh)	4,84	8,16	4,78	7,69

A partir dos dados deste estudo (MIT 2007) Hamilton *et al.* (Hamilton, Herzog e Parsons 2009) actualizaram alguns parâmetros económicos relacionados com o funcionamento da central (por exemplo os custos com os combustíveis aumentaram desde então) e estimaram os custos de produção de electricidade para uma nova central supercrítica com uma unidade de captura em 100\$/MWh, comparativamente aos 62\$/MWh de uma unidade semelhante sem captura (Hamilton, Herzog e Parsons 2009).

<sup>24</sup> USD



Tabela 9-3 – valores baseados no estudo do MIT “The Future of Coal”, ajustados a 2007 (Hamilton, Herzog e Parsons 2009)

Central super-crítica		
Parâmetro	Sem captura	Com captura
Eficiência (%)	38,5%	29,3%
Custo da electricidade produzida (\$/MWh)	62,6 \$/MWh	100,3 \$/MWh
Emissões CO <sub>2</sub>	830g/kWh	109 g/kWh
Custo do CO <sub>2</sub> capturado (\$/ton CO <sub>2</sub> )	52,2\$/ton CO <sub>2</sub>	

O relatório “*Strategic Analysis of the Global Status of CCS*” (WorleyParsons 2009), estima para uma central supercrítica os valores apresentados na tabela seguinte.

Tabela 9-4 - (WorleyParsons 2009)

Central super-crítica		
Custo da electricidade produzida (\$/MWh)	Sem captura	76-79
	Com captura (primeira geração de centrais com captura)	136-138
	Com captura (gerações seguintes)	134-136
Custo do CO <sub>2</sub> evitado (\$/ton CO <sub>2</sub> )	Com captura (primeira geração de centrais com captura)	87-91
	Com captura (gerações seguintes)	84-88
Custo do CO <sub>2</sub> capturado (\$/ton CO <sub>2</sub> )	Com captura (primeira geração de centrais com captura)	56-57
	Com captura (gerações seguintes)	54-55

Outra fonte (H. Herzog 2009a) indica que os custos de uma unidade de captura por pós-combustão numa central super crítica rondarão os \$52/tonelada de CO<sub>2</sub> para a captura e compressão, com os custos de transporte entre os \$5-15/tonelada de CO<sub>2</sub> implicando, no total, \$60-65/tonelada de CO<sub>2</sub> capturado. Isto implica que o preço a pagar pelas emissões de carbono sejam desta ordem de grandeza para que um sistema de captura seja competitivo. Os custos com a unidade de captura aumentarão também o preço da energia, entre os 25-50%.

Qualquer dos estudos reconhece que o desenvolvimento do CSS vai conduzir à diminuição dos custos. No entanto a indústria não consegue sozinha atingir estas metas: para ajudar na tarefa, o papel dos governos é importante porque têm a capacidade de criar regulamentação apropriada para criar as condições de confiança para as empresas investirem na área.

Simbeck e Roekpooritat (2009) fizeram uma análise à implementação de uma unidade de captura numa central sub-crítica com 543 MWe já existente e apresentaram valores de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas na ordem dos \$74/ton CO<sub>2</sub>, com as emissões a descenderem de 0,95 Mt/MWh para 0,13 Mt/MWh. A eficiência da central passaria de 33,6% para 24,7%, e os investimentos seriam na ordem dos \$528. Com a unidade de captura, o novo *output* da central passou a 398 MWe, uma perda de 27% da energia despachada para a rede.

## 10. Cenários de Evolução do Funcionamento da Central

Apesar das previsões de evolução do sistema electroprodutor apontarem para o aumento da instalação de potência instalada renovável, como já abordado no Capítulo 3, relativo à

Caracterização Energética a instabilidade financeira por que atravessamos pode condicionar os investimentos futuros nas renováveis.

A Central do Pego tem a vantagem de queimar carvão, uma matéria-prima relativamente barata e disponível por todo o mundo, apesar de emitir CO<sub>2</sub> para a atmosfera, que tem que ser pago.

No sentido de procurar clarificar algumas questões levantadas, de seguida vai fazer-se uma análise da produção de energia na Central e vão-se apresentar cenários evolutivos da utilização da Central no sistema electroprodutor num horizonte de alguns anos,

Com base nos dados fornecidos pela Tejo Energia de regimes de utilização da Central de 34, 64 e 95%, construiu-se o gráfico da Fig. 10-1.

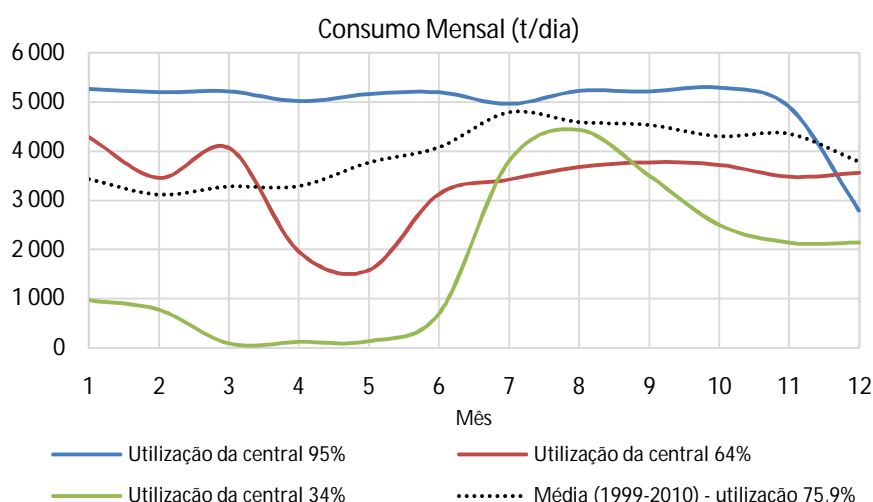


Fig. 10-1 – Consumo mensal (t/dia) de carvão ao longo de um ano para uma utilização da Central de 34, 64 e 95%

Os dados do consumo mensal de carvão para uma utilização da Central de 34, 64 e 95%, usados para construir o gráfico da Fig. 10-1, estão na Tabela 10-1.

Tabela 10-1 – Consumo mensal de carvão (t/dia) para uma utilização da Central de 34%, 64% e 95%

Utilização da Central	34%	64%	95%
Janeiro (t/dia)	959	4 281	5 263
Fevereiro (t/dia)	768	3 451	5 206
Março (t/dia)	82	4 063	5 219
Abril (t/dia)	112	1 952	5 019
Maio (t/dia)	130	1 580	5 164
Junho (t/dia)	695	3 127	5 198
Julho (t/dia)	3 805	3 421	4 964
Agosto (t/dia)	4 440	3 675	5 230
Setembro (t/dia)	3 508	3 772	5 215
Outubro (t/dia)	2 500	3 720	5 295
Novembro (t/dia)	2 136	3 269	4 903
Dezembro (t/dia)	2 136	3 349	2 793

Tendo como o preço das licenças de emissão por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida vai-se fazer uma análise simples do preço a pagar por estas emissões a partir de 2013, altura em que o sector de produção de energia eléctrica terá que adquirir a maioria das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> em leilão, ao contrário do que acontece actualmente onde as licenças são atribuídas às instalações industriais gratuitamente (UE 2010b).

Segundo o Point Carbon (Point Carbon 2010a), o preço das emissões de CO<sub>2</sub> no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) nos últimos meses (Setembro e Outubro de 2010) tem variado entre os 13 e os 15 €/por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido. No entanto entre 2004 e 2009 os valores da transacção destas licenças já registaram preços mais altos e mais baixos principalmente na primeira fase do CELE (2005 e 2007) (Point Carbon 2010b). Para 2020 este organismo prevê que o valor das emissões seja de 31€/por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido.

Assim, os dois valores que se vão utilizar na construção dos cenários serão 15€/ton CO<sub>2</sub>, um valor que pode ser representativo do custo por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido nos últimos meses, e o valor expectável para 2020 do preço por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido de 31€/ton CO<sub>2</sub> (Point Carbon 2010b).

Partindo das estimativas de emissões de CO<sub>2</sub> feitas pela Tejo Energia para os três regimes de utilização Fig. 10-1, construiu-se a Tabela 10-2, que assume preço de 70€ por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado, valor dentro do intervalo de custos apresentados no Capítulo 12.

Tabela 10-2- Preço a pagar pelas emissões de CO<sub>2</sub> consoante os diferentes cenários

Utilização (%)	A- 34%	B- 64%	C- 95%
Carvão anual consumido (ton)	650 000	1 214 720	1 800 000
Emissões de CO <sub>2</sub> anuais (ton)	1 730 000	2 789 000	4 200 000
<i>Cenário 1-</i> CELE- cada licença custa 15€/ton CO <sub>2</sub>	25,9 M€/ano	41,8 M€/ano	63 M€/ano
<i>Cenário 2-</i> CELE- cada licença custa 31€/ton CO <sub>2</sub>	53,6 M€/ano	86,5 M€/ano	130,2 M€/ano
<i>Cenário 3-</i> Sistema de captura por pós-combustão 70€/ton CO <sub>2</sub>	121,1 M€/ano	195,2 M€/ano	294 M€/ano

O gráfico da Fig. 10-2 pretende evidenciar as diferenças a pagar por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida pela Central nos diferentes cenários.

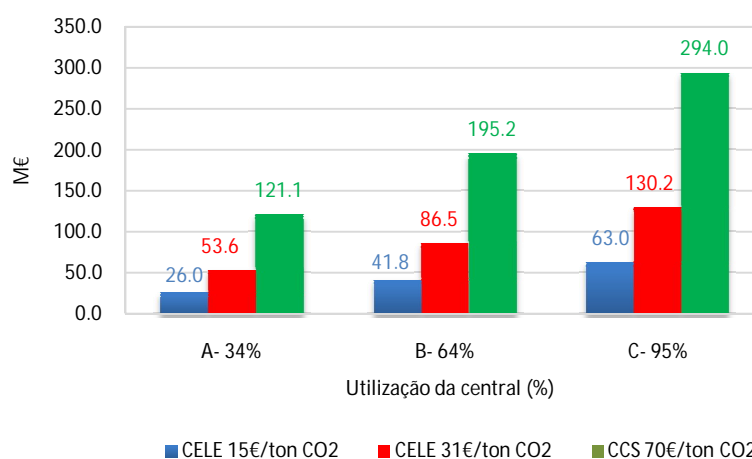


Fig. 10-2 Custos anuais que a Central terá pela aplicação de um sistema CCS ou pelo preço a pagar pelas emissões de CO<sub>2</sub> no âmbito do CELE

Como era de esperar, a menor utilização da Central (A) conduz à emissão de menores quantidades de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, e por consequência o preço anual a pagar pelo CO<sub>2</sub> emitido vai ser mais reduzido, a variar entre os 26 e os 53,6M€ no âmbito do CELE, e no caso em que se aplicaria um sistema de captura na Central, o preço a pagar por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido seria da ordem dos 121 M€

Já supondo uma utilização da Central média (B), o preço anual a pagar pelo CO<sub>2</sub> emitido vai variar entre os 41,8 e os 86,5 M€ no âmbito do CELE, e no caso em que se aplicaria um sistema de captura na Central, o preço a pagar por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido seria da ordem dos 294 M€

No cenário em que a central tinha uma utilização anual média de 95% (C), o preço anual a pagar pelo CO<sub>2</sub> emitido vai variar entre os 63 e os 130 M€ no âmbito do CELE, e no caso em que se aplicaria um sistema de captura, o preço a pagar por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido seria da ordem dos 195,2 M€

No entanto, e uma vez que de qualquer forma a Central vai ter que pagar pelas suas emissões no âmbito do CELE a partir de 2013, o valor a pagar por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido no caso da implementação de uma unidade de captura, vai ser a diferença entre os custos por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado e os custos das emissões no âmbito do CELE.:

$$\text{€ton CO}_2 \text{ emitido} = \text{€ton CO}_2 \text{ com CCS} - \text{€ton CO}_2 \text{ com CELE}$$

Tabela 10-3 – Valor a pagar pelas emissões de CO<sub>2</sub>

Utilização da Central (%)	Pós-combustão a 70€ton CO <sub>2</sub> emitido		
	A- 34%	B- 64%	C- 95%
<i>Cenário 1- 15€ton CO<sub>2</sub></i>	95	153.4	231.0
<i>Cenário 2- 31€ton CO<sub>2</sub></i>	67.5	108.8	163.8

A Fig. 10-3 resulta dos dados da Tabela 10-3, onde se pode verificar que o CELE pode vir a desempenhar um papel importante nos custos do CO<sub>2</sub> capturado.

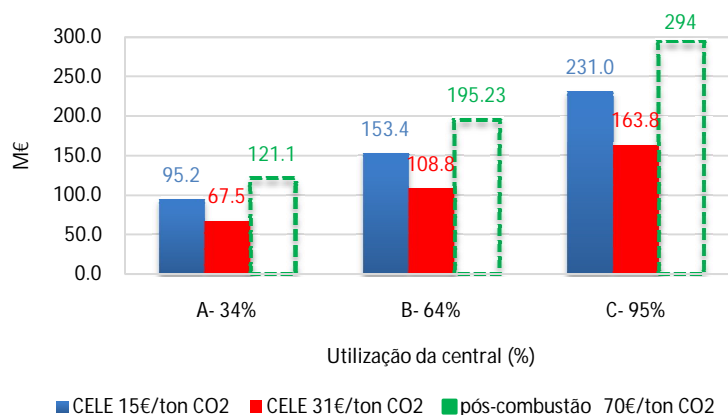


Fig. 10-3 – Valor a pagar pelas emissões de CO<sub>2</sub> capturadas

Assim, nota-se que no caso de implementar um sistema de captura, o preço a pagar pelas emissões de CO<sub>2</sub> não vai ser, por exemplo para o caso A, de 121 M€ mas sim de 95,2 M€ caso as licenças sejam compradas a 15€/ton, ou 67,5 M€ na hipótese de serem compradas a 31€/ton CO<sub>2</sub> (Fig. 10-3).

Também se verifica que a redução do preço a pagar pelo CO<sub>2</sub> emitido vai ser maior no caso da utilização da Central de 95%, onde por exemplo para o Cenário 2 a redução do preço a pagar com um sistema de captura é da ordem dos 131 M€ (294-163=131 M€).

Este efeito ilustra a importância que o CELE vai ter no desenvolvimento do CCS na Europa: num cenário em que o preço a pagar pelas licenças de emissão de CO<sub>2</sub> seja igual ou mais alto que o preço a pagar pela tecnologia, vai ser aliciante implementar um sistema de captura, ou quando os custos com os sistemas de captura estiverem num nível mais acessível.

O problema da imprevisibilidade da utilização da Central é um factor que complica a decisão de instalar um sistema de captura. Cada vez mais as centrais termoelétricas vão ficar para segundo plano, e vão ser usadas para fazer face a horas de pico de consumos, pelas suas características reguláveis.

Em termos financeiros, seria de todo o interesse que as unidades de captura fossem usadas em situações de funcionamento pleno das centrais, para que o retorno financeiro do investimento fosse rapidamente atingível. No entanto, com o regime de funcionamento das centrais cada vez mais intermitente e focado em horas de pico este é um factor que dificilmente será assegurado.

Na Fig. 10-4 pode ver-se a variação do consumo de energia em Portugal e da produção no Pego durante dois dias consecutivos. Nota-se que a Central tem produzido mais em alturas de maior consumo, tendência que se tem vindo a verificar ao longo dos últimos tempos desde que a PRE ganhou a importância já referida em capítulos anteriores.

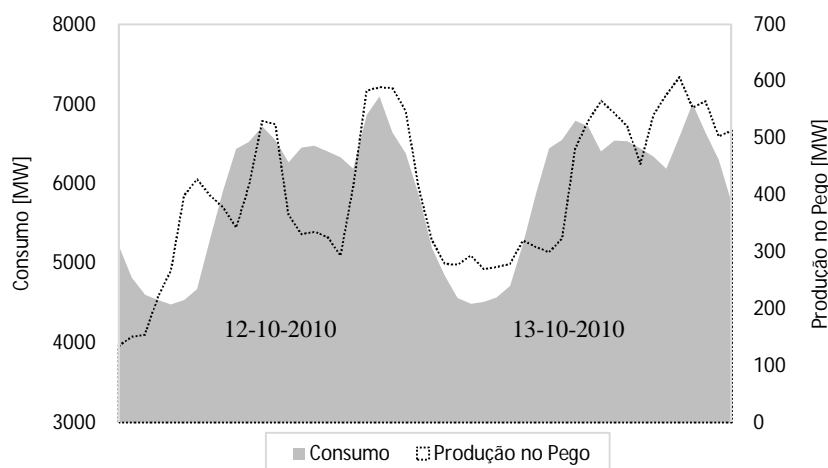


Fig. 10-4 – Variação do consumo de energia em Portugal e a energia produzida na Central do Pego nos dias 12 e 13 de Outubro de 2010. (REN e Tejo Energia)

Num sistema electroprodutor em que a intermitência da produção de energia eléctrica é frequente, os preços da electricidade vão variar conforme a oferta e a procura. Nos picos de consumo o preço da energia é mais alto, e em alturas do dia em que a procura é baixa os preços diminuem. Na figura Fig. 10-5 ilustra-se a variação do preço da electricidade com o consumo nos dias 12 e 13 de Outubro de 2010, notando-se que em horas de maior pico a electricidade é vendida a preços mais elevados.

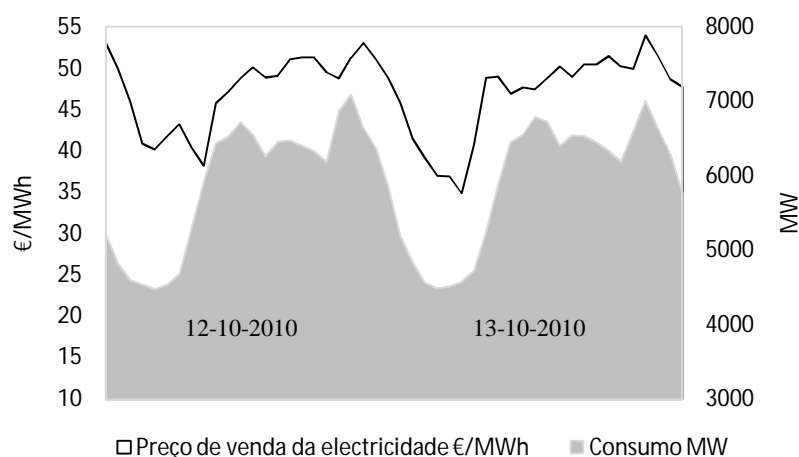


Fig. 10-5 – Variação do preço de venda da electricidade com o consumo ao longo de dois dias

Ora, se uma central estiver dotada de um sistema de captura, e se em algumas horas do dia precisa de produzir mais energia para fazer face a consumos grandes, a diminuição do *output* energético devido à unidade de captura não é conveniente em termos financeiros pois a central não vai ganhar tanto com a venda da energia. No entanto, numa situação futura semelhante mas em que todas as centrais de produção eléctrica tiverem um sistema de captura do CO<sub>2</sub>, este efeito não será visível.

Nesta lógica, seria ideal que as unidades CCS tivessem mecanismos de flexibilidade que pudessem ser desligadas durante estas alturas de pico de produção, para depois acontecer a captura em alturas que o preço da electricidade é mais baixo. Neste sentido, a regulação de um sistema de captura consoante o preço a pagar pelo combustível e pela electricidade produzida podia trazer benefícios financeiros que atenuassem o grande custo que uma unidade destas representa para uma central.

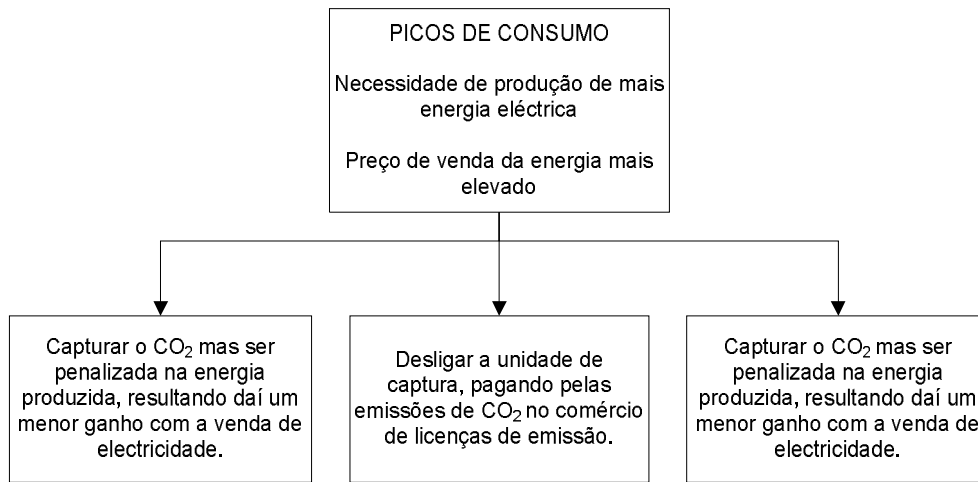


Fig. 10-6 - Opções em horas de pico

A Fig. 10-6 ilustra as opções que podiam ser tomadas caso uma central fosse dotada de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> flexível. A terceira opção seria a mais favorável, na medida em que a unidade era desligada em horas de pico, mas ao mesmo tempo não haveria o pagamento das emissões de CO<sub>2</sub>.

Esta opção implicava a existência de um reservatório que acumulasse o solvente rico em CO<sub>2</sub> ou os gases de combustão, para posterior tratamento. Neste sentido, as reservas de solvente tinham que ser muito altas, e tinham que existir reservatórios com capacidade suficiente para garantir que o solvente rico em CO<sub>2</sub> era armazenado até acontecer o resto do processo. A existência destes reservatórios também implicava que houvesse mais espaço disponível que pudesse albergar tais estruturas.



## 11. Análise e Discussão

A questão de avançar para a instalação de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> na Central do Pego não depende só de aspectos económicos.

Nos capítulos anteriores verificou-se que a aplicação de um sistema de captura no Pego é tecnicamente possível pois já existe tecnologia disponível e espaço suficiente à volta da Central para instalar a unidade, apesar das desvantagens em termos de redução da energia debitada e de redução da eficiência energética da central.

A instalação recente das unidades de tratamento de gases (FGD e SCR) é outro ponto a favor da implementação de uma unidade de captura de CO<sub>2</sub> no Pego, uma vez que contribuem para mitigar os problemas relacionados com a formação de compostos estáveis e irreversíveis, resultantes da reacção dos NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> que podem reagir com os solventes diminuindo a sua eficácia para capturar o CO<sub>2</sub>. O investimento feito nestas tecnologias colocou a Central do Pego numa posição de liderança relativamente a questões ambientais, pois tornou-se numa Central moderna que reduziu significativamente o impacto decorrente da sua actividade no ambiente.

O facto de haver uma Central a gás recentemente construída junto à Central a carvão pode beneficiar a unidade de captura, pois poderia promover-se a simbiose entre as duas centrais, por exemplo através do fornecimento do vapor complementar à unidade de captura pela Central a gás natural, evitando-se assim a perda de eficiência e de energia debitada pela Central a carvão. Uma vez que a produção de energia eléctrica através do gás natural é menos poluente que através do carvão, contribuía-se também para que não fosse necessário queimar mais carvão para fazer funcionar a unidade e assim debitar a mesma potência solicitada pela rede.

As zonas disponíveis de armazenamento numa área de cerca de 100 km à volta da Central condicionam a captura: se não existirem locais para armazenamento neste raio, talvez não se justifique capturar o CO<sub>2</sub> porque os custos com o transporte vão ser de uma ordem de grandeza também considerável.

A aceitação pública da tecnologia é outro aspecto importante, que contribuirá ou não para o sucesso da tecnologia. Neste campo os governos têm um papel a desempenhar: a promoção e divulgação da tecnologia pelos mais diversos meios, para além da regulamentação e dos apoios financeiros. A inclusão do CCS nas políticas governamentais também podem servir de impulsionador à instalação de sistemas de captura nas unidades industriais, de tal forma que poder-se-á construir uma rede de transporte como a já existente para o gás natural, que transporte o CO<sub>2</sub> capturado das fontes até aos locais de armazenamento.

No entanto, o papel que a Central a carvão vai ter no sistema electroprodutor Português nos próximos anos pode ser determinante para avançar com a decisão de implementar a captura de CO<sub>2</sub>: apesar de barato, o carvão é uma matéria-prima bastante poluente, que actualmente não se coaduna com a estratégia nacional para a energia, por contribuir para o aumento das emissões de GEE. Em linhas gerais, a estratégia para a energia aponta para que cada vez mais se abandone as formas de produção de electricidade muito poluentes, e que se aposte em formas de produção que o são menos, como as renováveis.

No entanto, não é sustentável que um sistema electroprodutor produza energia apenas através das renováveis, pelo seu carácter aleatório e imprevisível. Por esta razão existe a necessidade de ter sempre disponíveis formas de produção de energia que não dependam das condições meteorológicas, e que consigam produzir energia independentemente da altura do ano ou do dia. Estas centrais, as chamadas centrais convencionais, são geralmente as barragens de albufeira e as centrais termoelétricas que produzem energia quando solicitado pelo gestor da rede eléctrica. Também neste campo, já entra a comparação entre as centrais a carvão e gás natural, e importa saber se é preferível comprar o gás natural que é uma fonte mais cara, menos poluente e proveniente de zonas do globo mais instáveis, ou se é mais compensatório comprar carvão, uma matéria-prima mais barata cujas reservas estão em zonas do globo menos instáveis politicamente, Fig. 11-1.



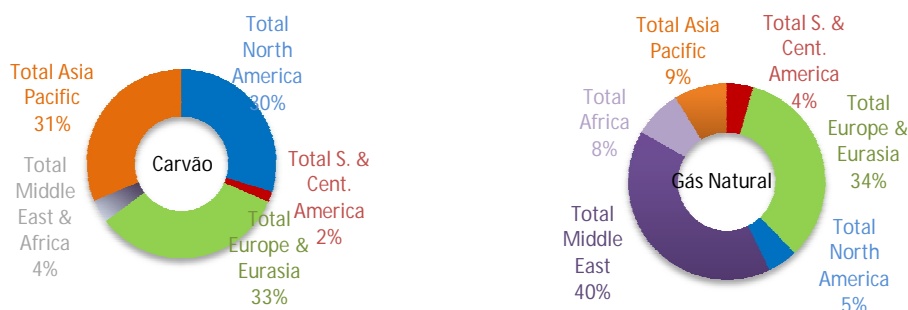


Fig. 11-1 – Distribuição das reservas de carvão e gás natural no mundo. Adaptado de (BP 2010)

A evolução do preço das emissões de CO<sub>2</sub> no âmbito CELE também é um factor condicionante: é importante avaliar se mais vale pagar pelas emissões produzidas ou evitá-las através do investimento num sistema de captura de CO<sub>2</sub> pagando desta forma apenas a tecnologia de captura.

Outro aspecto importante relaciona-se com os anos expectáveis de funcionamento da Central: este dado pode condicionar o investimento uma vez que se prevê que a Central tenha mais dez anos de vida, valor que no entanto se pode modificar se o governo assim o desejar.

No âmbito da questão anterior, resta avaliar se o transporte descontinuado do CO<sub>2</sub> através de *pipelines* levanta algum problema de ordem técnica no transporte. Se se instalar um sistema de captura num regime de funcionamento da Central incerto, o transporte descontinuado do CO<sub>2</sub> pode causar problemas nos *pipelines*, que têm que ser estudados previamente, assim como nos locais de armazenamento.

Por fim, uns dos grandes obstáculos no imediato prende-se com os aspectos económicos do sistema de captura: por se encontrarem ainda numa fase de demonstração, os sistemas de captura são bastante caros, contribuindo para o aumento do preço da electricidade produzida. Estes custos são variáveis e dependem de todos os factores mencionados anteriormente, assim como do tipo de combustível queimado e da eficiência da Central. O intervalo de valores indicado pelos diferentes estudos é bastante variável, mas grosseiramente rondam os 60€/por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado.

A médio/longo prazo, prevê-se que os preços desçam consoante maior penetração da tecnologia pelo aumento de projectos comerciais de larga escala, como de resto tem acontecido com a maior parte das tecnologias.

No contexto do nosso país, e por não termos reservas de petróleo ou gás natural até à data (apesar de haver alguma prospecção na zona de Alcobça, de petróleo, e Gás Natural ao largo do Algarve), os benefícios económicos que a captura poderia trazer aplicando o CO<sub>2</sub> capturado actividades de EGR ou EOR são inexistentes para benefício próprio dentro do país.

No entanto, a hipótese de vender o CO<sub>2</sub> capturado a empresas que explorem este tipo de hidrocarbonetos deverá ser estudada, uma vez que o EOR é um impulsionador para o CCS por trazer benefícios económicos que podem contribuir para a diminuição de custos relacionados com a captura.

Os custos relacionados com a produção da energia eléctrica consoante as fontes também são um facto importante a ter em conta, uma vez que o carvão é mais barato do que os restantes combustíveis fósseis.

Resta clarificar se no actual contexto económico é sustentável continuar a pagar pelas energias renováveis, que são altamente subsidiadas pelo estado português. As tarifas médias indicativas das energias renováveis com mais expressão para produção de energia estão indicadas na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 - Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis (PNAER 2010)

Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis	
Eólica	74-75 €/MWh
Hídrica até 10 MW	75-77 €/MWh
Fotovoltaico >5KW	310-317 €/MWh
Solar térmico ≤ 10 MW	267-273 €/MWh

Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis	
Biomassa florestal	107-109 €/MWh
Biomassa animal	102-104 €/MWh

Outra questão importante prende-se com o facto de Espanha ter nos seus planos implementar projectos de CCS. Numa altura em que a energia produzida tanto em Portugal como em Espanha circula no MIBEL<sup>25</sup>, será que Portugal não vai pagar pelo aumento dos custos de produção associados à energia produzida nas centrais espanholas? E uma vez a pagar por isso, valerá a pena não investir na tecnologia pelo aumento de custos da electricidade produzida, mas pagar na mesma esse aumento resultante da energia vinda de Espanha?

A implementação do MIBEL em 1 de Julho de 2007 levou ao aumento das transacções de energia eléctrica entre os dois países, contribuindo para que o saldo importador e exportador seja cada vez mais significativo. Numa altura em que a energia produzida em Portugal é escoada para o mercado Ibérico de Energia, e vice-versa, valerá a pena continuar a falar de saldo importador? A produção vai ser à escala da península ibérica. A Gestão da rede terá que ser integrada num contexto Português e Espanhol.

A incorporação cada vez maior das energias renováveis no *mix* energético contribui para atingir as metas de redução de emissões e para a segurança do abastecimento energético, pela diversificação do *mix* energético, mas causa alguns problemas de gestão de rede que se prendem com a sua imprevisibilidade. Neste sentido, a instalação de barragens dotadas de reversibilidade, previstas no PNBE<sup>26</sup>, e a incorporação de carros eléctricos e de *smart grids* vão contribuir para o equilíbrio do sistema electroprodutor.

A competitividade dos preços do carvão relativamente ao gás natural pode contribuir para que não se abandone tão rapidamente a produção de electricidade a partir de centrais a carvão. Na Fig. 11-2 podemos ver uma evolução esperada dos preços dos combustíveis fósseis até 2030, segundo a AIE (EU 2010).

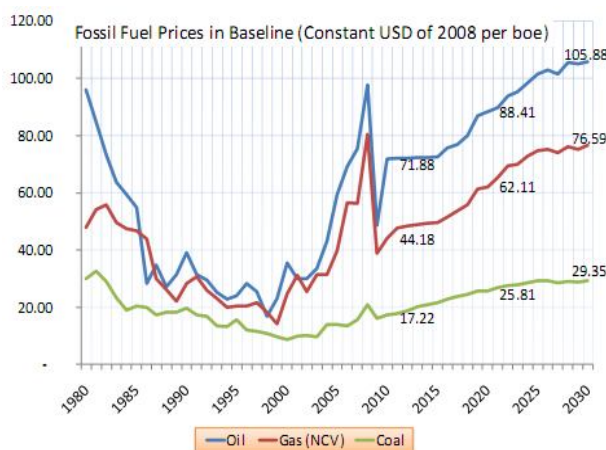


Fig. 11-2 – Preços dos combustíveis fósseis no mundo<sup>27</sup> (EU 2010)

<sup>25</sup> O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, visando a construção de um mercado regional de electricidade. Com a concretização do MIBEL, passou a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

<sup>26</sup> A partir do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, o governo adjudicou a instalação de 941 MW de potência distribuída por 8 aproveitamentos hidroeléctricos, sendo 6 deles dotados de reversibilidade, cujo início de funcionamento se prevê que seja entre 2013-2018 (INAG 2010) .

<sup>27</sup> boe- barril de petróleo equivalente

Também as políticas ambientais vão ter uma grande influência nos custos da geração de electricidade daqui para a frente, principalmente no que se refere à produção a partir de fontes fósseis de energia. Um preço elevado a cobrar pelas emissões do CO<sub>2</sub> poderá tornar insustentável a produção eléctrica sem recorrer ao CCS. A segurança do abastecimento energético também irá ter um papel importante nas decisões futuras.

Num contexto de agravamento cada vez maior da crise económica em Portugal, pagar por um combustível como o gás a preços mais altos de que se paga pelo carvão, e até mesmo pelas energia renováveis que são altamente subsidiadas com um preço mais alto que a energia convencional, poderá ser insustentável daqui a uns anos, e então poderá ser um caminho a produção de energia a partir de centrais já existentes que sofram melhorias ambientais.

Apesar de a Central ter um contrato de exploração com a REN de fornecimento de energia por mais 11 anos (até 2021) este limite não é necessariamente estático. A decisão da continuidade da Central para produção de electricidade depende de estratégias políticas delineadas pelos governos e da evolução do sistema electroprodutor, apesar do custo actual da electricidade produzida na Central rondar os 32,2 €/MWh (Outubro 2010), que em comparação com os preços de produção de energia renovável é significativamente menor.

## 12. Conclusões

As preocupações em matéria de segurança energética, a ameaça das alterações climáticas e a necessidade de atender a uma procura de energia crescente (em particular nos países em desenvolvimento) constituem grandes desafios para os decisores na área da energia.

O CCS entra neste cenário como uma tecnologia que tem a capacidade de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> ao mesmo tempo que permite fazer face ao aumento das necessidades energéticas, traduzidas pela queima de combustíveis fósseis em centrais termoelétricas.

Enquanto segunda maior fonte emissora de CO<sub>2</sub> em Portugal, a Central do Pego tem na sua estratégia ambiental a preocupação de mitigar os efeitos decorrentes da sua actividade. Ciente dos efeitos que estas emissões têm para o ambiente, a Tejo Energia (em conjunto com o LNEG e a Universidade de Évora) resolveu promover o projecto KTEJO: um projecto nacional co-financiado pelo QREN que consiste na primeira fase de um estudo que poderá resultar no desenvolvimento de um sistema CCS na Central Termoelétrica do Pego.

O objectivo desta dissertação inserida no KTEJO consistia na avaliação da situação actual da central Termoelétrica a carvão do Pego, nomeadamente no que respeita ao processo de produção de energia eléctrica e às emissões de CO<sub>2</sub> daí resultantes, tendo em vista o estudo das tecnologias de captura que poderão eventualmente ser implementadas na central a curto/médio prazo.

Para instalar um sistema de captura em centrais como a Central Termoelétrica do Pego é necessário seleccionar a tecnologia que melhor se adequa aos equipamentos existentes, isto é, será necessário fazer o *retrofitting* da Central tendo em conta as condições de operação desta.

Com o início de funcionamento das unidades de dessulfuração e desnitrificação em 2008 a performance da Central do Pego relativamente a emissões poluentes para a atmosfera foi melhorada, posicionando a central na linha da frente do tratamento de gases poluentes para a atmosfera. Este estudo insere-se no seguimento destas políticas ambientais.

Não existe uma tecnologia claramente vantajosa em termos de custos, performance ou fiabilidade: os custos variam para cada tecnologia e implicam sempre alguma incerteza. As performances são semelhantes, conseguindo qualquer uma delas recuperar mais de 85% do CO<sub>2</sub> emitido e a fiabilidade no geral incerta por não existirem unidades de grande dimensão a operar actualmente nestes moldes.

Depois de abordadas as três tecnologias disponíveis para capturar o CO<sub>2</sub> (pós-combustão, oxí-combustão e pré-combustão) analisou-se quais podiam ser usadas para *retrofitting* desta Central, e concluiu-se que a captura por pós combustão é compatível com a Central do Pego porque facilmente se faz o *retrofitting* sem ser preciso fazer grandes modificações no processo normal da central.

Na captura por pós-combustão os gases resultantes da queima do combustível entram em contacto em altas colunas de absorção com um solvente líquido selectivo para o CO<sub>2</sub>, que o dissolve e o transporta para outra coluna, a de regeneração, onde acontece a libertação do fluxo de CO<sub>2</sub> por acção do aumento da temperatura. O calor necessário para promover este aumento de temperatura é retirado da central sob a forma de vapor causando uma penalização na potência debitada pela Central, assim como numa redução da sua eficiência de cerca de 10%.

Resta no entanto clarificar que a aplicação de uma tecnologia de captura não depende só da disponibilidade desta. Outros factores que também condicionam a decisão de instalar um sistema de captura são a previsão de produção de electricidade e o papel da Central no sistema electroprodutor português (SEP) nos próximos anos, a distância a sítios de armazenamento relativamente perto, a existência de espaço físico ao redor da central disponível para instalar a nova unidade (o que para este caso não é um problema uma vez que existe muito terreno à volta da Central) e ainda os anos de vida da desta.

O contexto em que se insere a Central do Pego no SEP é algo incerto. As previsões futuras para o SEP são para o aumento da energia produzida a partir das fontes de energia renováveis. O princípio básico de gestão da rede é que a oferta de energia eléctrica tem que igualar a procura em tempo real. Como as centrais de PRE e as centrais a fio de água têm um regime de funcionamento imprevisível, têm prioridade sobre todas as outras formas de produção entrando na base do diagrama de cargas.

Por este motivo, é provável que a produção no Pego continue a ter um regime instável como demonstrou até agora, dependente das condições do meteorológicas, com a sua utilização cada vez mais a incidir em horas de picos de consumo, ou quando a produção renovável tem valores mais baixos.

No contexto de agravamento cada vez maior da crise económica em Portugal, pagar um preço mais alto por outras formas de produção de energia eléctrica (como as renováveis ou o gás natural) poderá ser insustentável daqui a uns anos, e neste sentido a produção a partir de centrais já existentes que utilizam uma matéria-prima barata como o carvão poderá ser uma saída.

A evolução do preço das emissões de CO<sub>2</sub> no âmbito CELE também é um factor condicionante: é importante avaliar se mais vale pagar pelas emissões produzidas ou evitá-las através do investimento num sistema de captura de CO<sub>2</sub> pagando desta forma apenas a tecnologia de captura.

### 13. Trabalho Futuro

Uma vez que esta dissertação se insere no projecto KTEJO, que só terminará em Maio de 2011, ainda existem muitos aspectos que vão ser clarificados.

Com a recente instalação do analisador de CO<sub>2</sub>, será importante comparar as emissões reais de CO<sub>2</sub>, pois os valores apresentados nesta dissertação são valores calculados com base nas características dos carvões queimados.

Seria interessante ainda acompanhar a evolução diária das emissões consoante as variações de carga a que a central está sujeita, para melhor caracterizar as emissões e o efeito que estas variações de carga possa ter para um sistema de captura que eventualmente se instale nesta central.

Importa também explorar melhor as tecnologias de captura por pós-combustão, para definir qual das duas apresentadas (aminas ou chilled ammonia) é mais favorável a esta Central.

Uma vez que este é um projecto integrado com três diferentes vertentes (captura, transporte e armazenamento) resta investigar as implicações que o regime de funcionamento incerto da central vai ter nestas.

Os requisitos da qualidade do CO<sub>2</sub> capturado também têm que ser investigados, para que a escolha de um eventual sistema de captura não inviabilize o sucesso das outras duas componentes da cadeia CCS.

Vai ser interessante ainda explorar os benefícios que a central recentemente construída a gás vai ter num eventual cenário de implementação de um sistema CCS na Central: as necessidades energéticas para fazer funcionar a unidade de captura poderão ser obtidas através da central a gás.

Seria ainda interessante estudar a possibilidade de captura do CO<sub>2</sub> na nova central a gás, que vai ter um papel importante no SEP.





## 14. Referências

- Abu-Zahra, M.R.M., L.H.J. Schneiders, J.P.M. Niederer, P. Feron, e G.F. Versteeg. "CO<sub>2</sub> capture from power plants Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine." *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007: 37-46.
- Alstom. *Alstom's CCS Demonstration Projects*.  
[http://www.infrastructureaustralia.gov.au/public\\_submissions/published/files/424\\_alstom\\_SUB2.pdf](http://www.infrastructureaustralia.gov.au/public_submissions/published/files/424_alstom_SUB2.pdf), 2008.
- Anheden, M., Y. Jinying, e G. De Smedt. "Denitrogenation (or Oxyfuel Concepts)." *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP* (Oil & Gas Science and Technology, Volume 60), 2005: 485-495.
- APA. *PORTUGUESE NATIONAL INVENTORY REPORT ON GREENHOUSE GASES, 1990 - 2008*. Amadora: Agência Portuguesa do Ambiente, 2010.
- Bachu, S. "Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO<sub>2</sub> phase space." *Energy Conversion and Management. Volume 43, Issue 1* 43, n.º Issue 1 ( January 2002): 87-102.
- Bailey, D.W., e P.H.M. Feron. "Post-combustion Decarbonisation Processes." *Oil and Gas Science and Technology* (Oil & Gas Science and Technology), 2005: 461-474.
- Bellona. *Bellona*. 2010a. <http://www.bellona.org/ccs/Tema/project>.
- . *Bellona*. 2010 a. <http://www.bellona.org/ccs/Tema/project>.
- . *www.bellona.org*. 2010. [http://www.bellona.org/ccs/index\\_html](http://www.bellona.org/ccs/index_html) (acedido em 1 de Julho de 2010).
- Blomen, Eliane. "Capture technologies: Improvements and Promising Developments." *Energy Procedia 1* (2009) 1505–1512, 2009: 1505-1512.
- Blunt, M, F.J. Fayers, e F.M. Orr. "Carbon dioxide in enhanced oil recovery." *Energy Conversion and Management* 34 (1993): 1197-1204.
- Bohm, M.C. *Capture-Ready Power Plants - Options, Technologies and Economics*. MIT, 2006.
- Bozzuto, C.R., et al. *Engineering Feasibility and Economics of CO<sub>2</sub> Capture on an Existing Coal-Fired Power Plant [Report No. PPL-01-CT-09]*. NETL, 2001.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2010*. British Petroleum, 2010.
- Bradshaw, J., et al. "CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Issues and development of standards." *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007: 62-68.
- BRGM. *CO<sub>2</sub> capture and storage in the subsurface – A technological pathway for combating climate change*. BRGM Éditions, 2007.
- Buhre, B.J.P., L.K. Elliott, C.D. Sheng, R.P. Gupta, e T. F. Wall. "Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation." *Progress in Energy and Combustion Science* 31, 2005: 283-307.
- CE. 2010. [http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/index_en.htm).
- Ciferno, J., e S. Plasynski. "SYSTEM ANALYSES OF CO<sub>2</sub> CAPTURE TECHNOLOGIES INSTALLED ON PULVERIZED COAL PLANTS." 2005.
- CO<sub>2</sub>CRC. 2010. [http://www.co2crc.com.au/images/imagelibrary/stor\\_diag/storage\\_rocks\\_media.jpg](http://www.co2crc.com.au/images/imagelibrary/stor_diag/storage_rocks_media.jpg) (acedido em 25 de Agosto de 2010).
- . 2010. [http://www.co2crc.com.au/images/imagelibrary/stor\\_diag/storageoptions.jpg](http://www.co2crc.com.au/images/imagelibrary/stor_diag/storageoptions.jpg) (acedido em 25 de Agosto de 2010).
- Croiset, E., e K.V. Thambimuthu. "NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> emissions from O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> recycle coal combustion." *Fuel* 80, 2001: 2117-2121.
- Darde, V., K. Thomsen, E.H. Stenby, e W.J.M. van Well. "Chilled Ammonia Process for CO<sub>2</sub> Capture." *Energy Procedia*, 2009: 1027-1034.

DGEG. “Renováveis- Estatísticas Rápidas Maio 2010.” 2010.

DOE. “DOE.” *U.S Department of Energy*. 2007a. <http://www.fossil.energy.gov/programs/sequestration/capture/index.html>.

DOE/NETL. *Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants - 401/110907*. National Energy Technology Laboratory, 2007b.

DOE/NETL. *CO2 capture ready coal power plants*. DOE/NETL, 2008.

DOE/NETL. “Cost and performance baseline for fossil energy plants - DOE/ NETL 20071281.” 2007a.

DOE/NETL. “DOE/NETL Advanced CO2 Capture R&D Program: Technology Update.” 2010.

EDP. *EDP*. 2010. <http://www.edp.pt/pt/negocios/apoioaocliente/Pages/TarifaTrihoraria.aspx> (acedido em 29 de Setembro de 2010).

Eide, L.I., e D.W. Bailey. “Precombustion Decarbonisation Processes.” *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 2005: 475-484.

E-ON. 2010. [http://www.eon.com/en/downloads/090910\\_US\\_CCS09\\_kompl.pdf](http://www.eon.com/en/downloads/090910_US_CCS09_kompl.pdf) (acedido em 27 de Agosto de 2010).

ERSE. *RELATÓRIO ANUAL PARA A COMISSÃO EUROPEIA- Julho 2010*. Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos, 2010.

Estanqueiro, Ana. *Folhas da Cadeira de Redes de Energia Eléctricas do Curso de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente (FCUL)*. 2008.

EU. *EU Trends to 2030 - Update 2009*. European Union, 2010.

Feron, P. “Progress in post-combustion capture.” *European CO2 Capture and Storage conference towards zero emissions power plants*. Brussels 13-15 April, 2005b.

Feron, P.H.M. “The potential for improvement of the energy performance of pulverized coal fired power stations with post-combustion capture of carbon dioxide.” *Energy Procedia*, 2009: 1067-1074.

Feron, P.H.M., e C.A Hendriks. “CO2 Capture Process Principles and Costs.” *Oil & Gas Science and Technology, Vol.60*, 2005a: 451-459.

Figuerola, J. D., T. Fout, S. Plasynski, H. McIlvried, e R. D. Srivastava. “Advances in CO2 capture technology—the U.S. Department of Energy’s carbon sequestration program.” *Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008: 9-20.

Fisher, K.S., C. Beitler, J.D. Figuerola, M. Jassim, G. Rochelle, e C. Rueter. “Integrating MEA Regeneration with CO2 Compression to Reduce CO2 Capture Costs.” *Fourth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, May 2-5*. Washington, 2005.

Friedmann, S.J. “Carbon Capture and Sequestration as a major greenhouse gas abatement option.” 2007.

GHG R&D Programme. 2007. [http://www.ccs-africa.org/fileadmin/ccs-africa/user/docs/Dakar\\_6\\_9/Dakar\\_Gaborone\\_Beck\\_06sept07.pdf](http://www.ccs-africa.org/fileadmin/ccs-africa/user/docs/Dakar_6_9/Dakar_Gaborone_Beck_06sept07.pdf) (acedido em 27 de Agosto de 2010).

Global CCS Institute. “Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage.” 2009.

Hamilton, M. R., H. J. Herzog, e J. E. Parsons. “Cost and US public policy for new coal power plants with carbon capture and sequestration.” *Energy Procedia, 1*, 2009: 4487-4494.

Herzog, H. “A Research Program for Promising Retrofit Technologies.” 2009b.

Herzog, H. “Carbon Dioxide Capture and Storage.” Cap. 13 em *The Economics and Politics of Climate Change*, de Dieter Helm e Cameron Hepburn, 263-283. Oxford University Press, 2009a.

Herzog, Howard, Jerry Meldon, e Alan Hatton. *Advanced Post-Combustion CO2 Capture. Prepared for the Clean Air Task Force*. Doris Duke Foundation, 2009a.

- IEA. *CO<sub>2</sub> Capture and Storage- A key carbon abatement option*. Paris: OECD/IEA, 2008a.
- IEA. *CO<sub>2</sub> Emissions From Fossil Fuel Combustion*. Paris: International Energy Agency/ OCDE, 2009b.
- IEA. *CO<sub>2</sub> Emissions From Fossil Fuel Combustion*. Paris: International Energy Agency/ OCDE, 2009 b.
- IEA. *Energy Balances Of OECD Countries (2009 Edition)*. Paris: IEA/OCDE, 2009c.
- IEA. *Energy Technology Perspective*. Paris: International Energy Agency, 2008.
- IEA. *Energy Technology Perspectives 2010*. Paris: International Energy Agency, 2010a.
- IEA GHG. *Post Combustion Carbon Capture from Coal Fired Plants – Solvent Scrubbing. Technical Study. Report 2007-15*. IEA GHG, 2007a.
- IEA GHG R&D Programme. *CO<sub>2</sub> Capture Ready Plants, 2007/4*. London: IEA, 2007.
- IEA. IEA. 2010b. [http://www.iea.org/stats/pdf\\_graphs/PTTPESPI.pdf](http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/PTTPESPI.pdf) (acedido em 21 de Setembro de 2010).
- . IEA.org/g8. 2010c. <http://www.iea.org/g8/> (acedido em Julho de 2010).
- IEA. *Key World Energy Statistics*. Paris: International Energy Agency, 2009 c.
- IEA. *World Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency, 2009a.
- IEA. *World Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency, 2009 a.
- INAG. *Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico*. 2010. <http://pnbeiph.inag.pt/np4/3.html> (acedido em 15 de Setembro de 2010).
- IPCC. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge: IPCC, 2005.
- Jordal, Kristin, Marie Anheden, Jinying Yan, e Lars Strömberg. “Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO<sub>2</sub> capture - Opportunities and challenges.” *The 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT7), September 5-9*. Vancouver, 2004.
- Korkmaz, Özgür, Gerd Oeljeklaus, e Klaus Görner. “Analysis of retrofitting coal-fired power plants with carbon dioxide capture.” *Energy Procedia* 1 1 (2009): 1289-1295.
- Kothandaraman, Anusha. *Carbon Dioxide Capture by Chemical Absorption: A Solvent Comparison Study*. MIT - Massachusetts Institute of Technology, 2010.
- Kozak, F, A Petig, E. Morris, R. Rhudy, e D. Thimsen. “Chilled Ammonia Process for CO<sub>2</sub> Capture.” *Energy Procedia*, 2009: 1419-1426.
- Krishnamurthy, K. R., Acharya D., e F.R. Fitch. *Pilot-Scale Demonstration of a Novel, Low-Cost Oxygen Supply Process and its Integration with Oxy-Fuel Coal-Fired Boilers*. US DOE-NETL, DOE-NETL, 2008.
- Lecomte, Fabrice., Paul Broutin, e Étienne Lebas. *Le Captage du CO<sub>2</sub> - Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre*. Paris: Editions TECHNIP, 2010.
- Lyngfelt, A., B. Leckner, e T. Mattisson. “A fluidized-bed combustion process with inherent CO<sub>2</sub> separation; application of chemical-looping combustion.” *Chemical Engineering Science* 56, 2001: 3101-3113.
- Mathias, P.M., S. Reddy, e J.P. O'Connell. “Quantitative Evaluation of the Aqueous-Ammonia Process for CO<sub>2</sub> Capture Using Fundamental Data and Thermodynamic Analysis.” *Energy Procedia* 1, 2009: 1227-1234.
- MEID. *Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento*. 2010. <http://www.min-economia.pt/innerPage.aspx?idCat=51&idMasterCat=13&idLang=1> (acedido em 28 de Setembro de 2010).
- MIT. *The Future of Coal*. Cambridge, 2007.

MITEI. *Retrofitting of Coal-Fired Power Plants for CO<sub>2</sub> Emissions Reductions - MIT Energy Initiative Symposium*. MIT, 2009.

NETL. “Carbon Capture Technology Research and Breakthrough Concepts. Overview and Project Summary.” 2008.

New Energy Finance. <http://carbon.newenergyfinance.com/> (acedido em 20 de Julho de 2010).

Okawa, M., N. Kimura, T. Kiga, S. Takano, K. Arai, e M. Kato. “Trial design for a CO<sub>2</sub> recovery power plant by burning pulverized coal in O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>.” *Energy Conversion and Management Vol.38*, 1997: 123-127.

Page, S.C., A.G. Williamson, e I.G. Mason. “Carbon capture and storage: Fundamental thermodynamics and current technology.” *Energy Policy*, 2009: 3314-3324.

Parsons, E.L., e W.W Shelton. *Advanced Fossil Power Systems Comparison Study*. Pittsburgh: NETL, 2002.

Plasynski, S. I., J. T. Litynski, H. G. McIlvried, e R. D. Srivastava. “Progress and New Developments in Carbon Capture and Storage.” *Critical Reviews in Plant Sciences*, 2009: 123-138.

Plasynski, S.I., J.T. Litynski, H. G. McIlvried, e R. D. R. D. Srivastava. *Progress and New Developments in Carbon Capture and Storage*. Pittsburgh: US-DEO, NETL (National Energy Technology Laboratory), 2009.

PNAER. “Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis.” 2010.

Point Carbon. 2010a. <http://www.pointcarbon.com/> (acedido em 8 de Outubro de 2010).

Point Carbon. “Carbon 2010 - Return of the sovereign.” 2010b.

REN. *Centro de Informação REN*. 2010a. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx> (acedido em 8 de Outubro de 2010).

REN. *Dados técnicos 2005*. REN, 2005.

REN. *Dados Técnicos 2007*. REN, 2007.

REN. *Dados Técnicos 2009*. REN, 2009.

REN. *Informação Mensal do Sistema Electroprodutor - Agosto 2010*. REN, 2010.

REN. *Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade Análise intercalar Período 2009-2020*. REN, 2008.

Resnik, K.P., J.T. Yeh, e H.W. Pennline. “Aqua ammonia process for simultaneous removal of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>.” *Int. J. Environmental Technology and Management* 4, n.º 1/2 (2004): 89-104.

Romeo, L.M., I. Bolea, e J.M. Escosa. “Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO<sub>2</sub> capture costs.” *Thermal Engineering* 28, 2008: 1039–1046.

Sherrick, B., M. Hammond, G. Spitznogle, D. Muraskin, S. Black, e M. Cage. “CCS with Alstom’s Chilled Ammonia Process at AEP’s Mountaineer Plant.” *2008 MEGA Symposium. August 25 - 28*. Columbus: American Electric Power, 2008.

Simbeck, D., e W. Roekpooritat. *Near-Term Technologies for Retrofit CO<sub>2</sub> Capture and Storage of Existing Coal-fired Power Plants in the United States- White Paper for the MIT Coal Retrofit Symposium*. California: SFA Pacific, 2009.

Sirman, J., M. Simmonds, L. Switzer, e D. Thompson. “Oxygen Transport Membranes – An Enabling Technology for Cost Effective CO<sub>2</sub> Capture.” *Third Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, May 4*. Washington, 2004.

Statoil. 2010. [http://www.statoil.com/AnnualReport2008/en/Sustainability/Climate/Pages/5-3-2-5\\_InSalahCCS.aspx](http://www.statoil.com/AnnualReport2008/en/Sustainability/Climate/Pages/5-3-2-5_InSalahCCS.aspx) (acedido em 27 de Agosto de 2010).

- Tejo Energia. *Tejo Energia*. 2010. <http://www.tejoenergia.com/index.asp?art=69> (acedido em 24 de Agosto de 2010).
- UE. *Portal da União Europeia*. 2010a. [http://europa.eu/legislation\\_summaries/environment/tackling\\_climate\\_change/128188\\_pt.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/128188_pt.htm) (acedido em 20 de Julho de 2010).
- . *Portal da União Europeia*. 2010b. [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/european\\_energy\\_policy/en0012\\_pt.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/en0012_pt.htm).
- . *Portal da União Europeia*. 2010a. [http://europa.eu/pol/ener/index\\_pt.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_pt.htm) (acedido em 1 de Julho de 2010).
- . *Portal da União Europeia*. 2010b. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/35&format=HTML&aged=1&language=PT&guiLanguage=fr> (acedido em 20 de Julho de 2010).
- Valenti, G., D. Bonalumi, e E. Macchi. “Energy and exergy analyses for the carbon capture with the Chilled Ammonia Process (CAP).” *Energy Procedia* 1, 2009: 1059–1066.
- WorleyParsons. *Strategic Analysis of the Global Status of CCS*. Canberra: Global CCS Institute, 2009.
- Yang, Z., Y.S. Lin, e Y. Zeng. “High-Temperature Sorption Process for Air Separation and Oxygen Removal.” *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2002: 2775-2784.
- Yeh, A.C., e H. Bai. “Comparison of Ammonia and Monoethanolamine Solvents to Reduce CO<sub>2</sub> Greenhouse Gas Emissions.” *The Science of the Total Environment* 228, 1999: 121-133.
- ZEP. *Zero Emissions Platform*. 2010. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/safe-storage.html/closing-the-carbon-loop-reducing-co2-emissions> (acedido em 25 de Agosto de 2010).
- . *Zero Emissions Platform*. 2010a. [www.zeroemissionsplatform.eu/timeline.html/zep-co2-capture-and-storage-ccs](http://www.zeroemissionsplatform.eu/timeline.html/zep-co2-capture-and-storage-ccs) (acedido em 17 de Junho de 2010).
- . *Zero Emissions Platform*. 2010b. <http://www.bellona.org/ccs/Artikler/storage?at=> (acedido em 27 de Agosto de 2010).
- . *Zero Emissions Platform*. 2010c. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/projects/global-projects/overview.html> (acedido em 30 de Setembro de 2010).